

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
Departamento de Ingeniería Eléctrica



UNIVERSIDAD
CARLOS III
DE MADRID

PROYECTO FIN DE CARRERA

**INSTALACIÓN PARA EL APROVECHAMIENTO
ENERGÉTICO DE LOS GASES DE ESCAPE DE ONCE
MOTORES DE BIOGÁS.**

RAÚL RODRÍGUEZ CASERO

Titulación: Ingeniería Técnica Industrial
Especialidad: Electricidad

Tutor: Esteban Patricio Domínguez
Directora: Consuelo Gómez Pulido

OCTUBRE 2012

Agradecimientos:

A mis padres, hermanos y amigos por el apoyo demostrado en todo este tiempo.

Y muy especialmente a mi madre que es un ejemplo constante de sacrificio y entrega para todos los que estamos a su alrededor.

ÍNDICE

ÍNDICE DE TABLAS.....	7
ÍNDICE DE FIGURAS.	8
RESUMEN.....	9
1-OBJETIVO DEL PROYECTO.....	10
2-INTRODUCCIÓN.	11
2.1-COGENERACIÓN.....	11
2.1.1-Cogeneración. Definición.....	11
2.1.3-Marco actual de la cogeneración en España y perspectivas.....	11
2.1.3-Cogeneración. Visión particular en el presente proyecto.....	13
2.1.4-Tipos de cogeneración en base a la producción de electricidad y calor.....	14
2.2-GENERACIÓN Y CICLO DE RANKINE.....	16
2.2.1-Ciclo Rankine. Definición general.	16
2.2.2-Ciclo Rankine. Visión particular en el presente proyecto.....	17
3-DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	19
3.1-GENERADOR DE VAPOR.....	20
3.1.1-La caldera de recuperación. Tipos y elección para el proyecto.	20
3.1.2-Características técnicas de la caldera de recuperación del proyecto.....	24
3.1.3-Funcionamiento y elementos de la caldera CERNEY CEY-RG.....	25
3.1.4-Descripción del economizador.....	27
3.1.5-Características técnicas del economizador.....	28
3.1.6-Bombas de alimentación de agua.....	29
3.2-TURBOGRUPO (TURBINA DE VAPOR – ALTERNADOR).....	30
3.2.1-Turbina de vapor.....	30
3.2.2-El alternador.....	37
3.3-CONDENSADOR.....	45
3.3.1-Condensador. Elección para el proyecto.....	45
3.3.2-Características técnicas del condensador.....	46
3.3.3-Accesorios necesarios para el condensador y para la instalación de vacío.....	47
3.3.4-Bombas de condensados y accesorios correspondientes.....	48
3.4-SISTEMA DE REFRIGERACIÓN DEL CONDENSADOR.....	50
3.4.1-Descripción del sistema.....	50
3.4.2-Torre de refrigeración.....	51
3.5-SISTEMA DE CONDUCTOS DE GASES.....	54
3.5.1-Descripción del sistema.....	54
3.5.2-Condiciones de diseño.....	54

**INSTALACIÓN PARA EL APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LOS GASES DE
ESCAPE DE 11 MOTORES DE BIOGÁS.**

3.5.3-Material y espesor.	54
3.5.4-Aislamiento térmico.	55
3.5.5-Estructura de soporte.....	55
 3.6-SISTEMA DE TRATAMIENTO DEL AGUA.	56
3.6.1-Descripción del sistema.....	56
3.6.2-Condiciones de diseño.....	57
3.6.3-Alcance del sistema.....	57
3.7-DESGASIFICADOR TÉRMICO.....	58
3.7.1-Descripción.	58
3.7.2-Características técnicas del desgasificador.	60
3.7.3-Operación del desgasificador.	60
3.8-SISTEMA DE CONEXIÓN ELÉCTRICA CON LA RED.	61
3.8.1-Descripción de la instalación actual de conexión de los motores de biogás.	61
3.8.2-Descripción de la instalación a realizar correspondiente a la conexión del grupo turbina-alternador.	63
3.8.3-Disposición física de los equipos.	64
3.9-SISTEMA DE TUBERÍAS.....	66
3.9.1-Descripción del sistema.....	66
3.9.2-Ingeniería de tuberías.	66
3.9.3-Dimensionado.	66
3.9.4-Esfuerzos máximos admisibles en las bridas de la turbina de vapor.	67
4-PLIEGO DE CONDICIONES.	69
4.1-CRITERIOS DE DISEÑO.....	69
4.2-CALIDAD DE LOS MATERIALES.....	71
4.2.1-Materiales principales de turbina y reductor.	71
4.2.2-Materiales principales del generador de vapor.....	71
4.3-NORMATIVA APLICADA.....	72
4.3.1-Aparatos a Presión.....	72
4.3.2-Instalación eléctrica de alta tensión.....	72
4.3.3-Instalación eléctrica de baja tensión.....	73
4.3.4-Condiciones de seguridad.....	73
4.4-NORMAS DE EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES.	74
4.5-PRUEBAS A REALIZAR.	74
4.6-CALIDAD DE VAPOR.....	75
4.7-SOPLADO DE LA TUBERÍA DE VAPOR VIVO.....	75
5-PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN Y ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA.	79
5.1-PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN.....	79
5.1.1-Presupuesto de obra civil.....	79
5.1.2-Presupuesto de los equipos principales.	79
5.1.3-Presupuesto de sistemas mecánicos.	80
5.1.4-Presupuesto del sistema eléctrico.....	81
5.1.5-Presupuesto sistema de control.	83
5.1.6-Presupuesto total.	83
5.2-ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA INSTALACIÓN.	84

**INSTALACIÓN PARA EL APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LOS GASES DE
ESCAPE DE 11 MOTORES DE BIOGÁS.**

5.2.1-Coste del proyecto de la instalación.	84
5.2.2-Coste de consumo de energía.	84
5.2.3-Coste operativos y de mantenimiento de la planta.	85
5.2.4-Retribución por la energía eléctrica producida.	86
5.2.5-Estudio de la inversión.	87
5.2.6-Estudio de la viabilidad económica.	89
6-CONCLUSIONES	94
7-PLANOS.	96
8-BIBLIOGRAFÍA.....	97

**INSTALACIÓN PARA EL APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LOS GASES DE
ESCAPE DE 11 MOTORES DE BIOGÁS.**

ÍNDICE DE TABLAS.

<i>Tabla 3.1.2: Características de la caldera de recuperación.....</i>	<i>24</i>
<i>Tabla 3.1.5: Características del economizador.....</i>	<i>28</i>
<i>Tabla 3.1.6: Características de las bombas de alimentación a la caldera.....</i>	<i>29</i>
<i>Tabla 3.2.1.2: Características de la turbina de vapor.....</i>	<i>32</i>
<i>Tabla 3.2.1.5: Materiales principales de turbina y reductor.....</i>	<i>35</i>
<i>Tabla 3.2.2.1: Características del alternador.....</i>	<i>38</i>
<i>Tabla 3.3.2: Características del condensador.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 3.3.4: Características de las bombas de condensados.....</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 3.4.2.1: Características de la torre de refrigeración.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 3.4.2.2: Datos de operación de la torre de refrigeración.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 3.4.2.3: Materiales para torre de refrigeración.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 3.4.2.4: Características del ventilador de la torre de refrigeración.....</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 3.4.3: Características de bombas de recirculación de agua de torre de refrigeración a condensador.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 3.6.2: Calidad del agua del ciclo.....</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 3.7.2: Características del desgasificador.....</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 3.9.3: Tabla de dimensionado de tuberías.....</i>	<i>66</i>
<i>Tabla 4.2.1: Materiales principales de turbina de vapor y reductor.....</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 4.2.2.1: Materiales principales de la caldera.....</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 4.2.2.2: Materiales principales del economizador.....</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 4.6: Calidad exigida para el vapor.....</i>	<i>75</i>

ÍNDICE DE FIGURAS.

<i>Figura 2.1.4.1: Esquema del sistema de cogeneración de ciclo de cabecera.....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 2.1.4.2: Esquema del sistema de cogeneración de ciclo de cola.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 2.2.1: Esquema del ciclo termodinámico de vapor Rankine.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 2.2.2: Diagrama T-s de ciclo Rankine.....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 3.1.1: Dibujo del funcionamiento de calderas acuotubulares, horizontal y vertical.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 3.1.2: Fotografía del cuerpo de caldera de recuperación.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 3.1.5: Fotografía de economizador.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 3.1.6: Fotografía de bomba centrífuga de disposición horizontal para el agua de alimentación a calderas.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 3.2.1.2: Fotografía de turbina de vapor.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 3.2.2.1: Fotografía de alternador Leroy Somer.....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 3.3.1: Dibujo del funcionamiento del condensador.....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 3.3.2: Fotografía del cuerpo de condensador.....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 3.4.1: Dibujo del funcionamiento de torre de refrigeración.....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 3.4.2: Fotografía de torre de refrigeración.....</i>	<i>52</i>

RESUMEN.

El proyecto objeto de estudio en este documento consta de cinco capítulos de memoria descriptiva, además de otros tres correspondientes a los planos, conclusiones y bibliografía utilizada.

Los capítulos están distribuidos de la siguiente forma:

- El primero comprende una definición de los objetivos que se pretenden alcanzar con la realización de este trabajo.
- En el segundo bloque, a modo de introducción, se ofrece una visión general del marco actual de la cogeneración y se detalla el tipo y el funcionamiento a grandes rasgos de la instalación de cogeneración que trata este proyecto.
- En el tercero, comienzo con la descripción del problema que se nos plantea y se propone el tipo de instalación para dar solución al mismo. Continúa describiendo y analizando cada uno de los componentes que se seleccionan para componer la instalación de aprovechamiento energético.
- En el cuarto capítulo se expone el Pliego de condiciones, en el que se establece el criterio de diseño que se ha llevado a cabo, y como ha de ser la calidad de los materiales empleados. También se expone la normativa que se ha aplicado a la hora de la redacción de esta memoria, así como la norma a aplicar en la ejecución del proyecto.
- En el quinto bloque se muestra el presupuesto total que se estima para la instalación de la nueva planta de generación eléctrica así como el estudio de la rentabilidad económica de la misma.

1-OBJETIVO DEL PROYECTO.

El presente proyecto tiene por objeto mostrar la labor de ingeniería que se ha de llevar a cabo cuando se afronta el reto de proyectar una instalación de cogeneración para dar solución a un problema concreto que nos plantea un cliente.

El problema que requiere de solución es el de dar aprovechamiento energético a los gases calientes de escape de una planta de motogeneradores de electricidad, de biogás como combustible. Dichos gases son emitidos directamente a la atmósfera sin ningún tipo de recuperación calórica, a una media de 485 °C.

Se irá analizando y diseñando a lo largo del presente proyecto una instalación apropiada y viable técnicamente para dar solución al problema. Dicha instalación será un ciclo de cola, basado en el ciclo termodinámico de Rankine, para generar electricidad que será aportada a la red.

Digo que emplear la energía calórica de los gases de escape para generar electricidad mediante un ciclo Rankine, será en este caso una solución viable técnicamente porque ya existe una instalación de conexión eléctrica a red de la planta de los motogeneradores y por tanto será posible, como ya veremos a lo largo del proyecto, aprovecharnos de ella para inyectar la electricidad generada por la nueva instalación.

Por otra parte, además de realizar el trabajo de ingeniería del diseño de la instalación de aprovechamiento energético, tendremos que estudiar la viabilidad económica del proyecto.

Está claro, que dar solución a la recuperación del calor y aprovechamiento energético, con la correspondiente disminución de impacto ambiental, es el trabajo de ingeniería que tenemos que cumplir. Pero no será suficiente, tendremos que informar al cliente de lo rentable o no, que será la inversión de la instalación de cogeneración.

Así pues además de la elección de los equipos necesarios para llevar a cabo el ciclo de cola que suponga la obtención de la máxima generación eléctrica dentro de nuestras posibilidades, tendremos que analizar el mercado de venta de electricidad mediante cogeneración, para dar una visión de cuánto rentable económicamente podrá ser la inversión en la nueva instalación y en qué periodo de tiempo empezará a serlo.

2-INTRODUCCIÓN.

2.1-COGENERACIÓN.

2.1.1-Cogeneración. Definición.

El término cogeneración es un término ya bastante conocido en el ámbito de la industria y de la ingeniería. Cogeneración significa producción simultánea de dos o más tipos de energía, con sus correspondientes aprovechamientos.

2.1.3-Marco actual de la cogeneración en España y perspectivas.

Las empresas con cogeneración presentan mayor grado de resistencia a la crisis gracias al uso eficiente de los recursos y la mejora medioambiental, claves para la competitividad y la capacidad exportadora.

Los datos 2011 confirman que las industrias con cogeneración vieron crecer su producción eléctrica un 2%, lo que constata una mayor actividad en sus industrias asociadas frente a una caída del -1,4% en el índice de producción industrial manufacturera y del -1,6% en la industria de suministro de energía eléctrica, gas y otros. Según estimaciones de ACOGEN, la producción alcanzó los 33.700 GWh y se exportaron 24.865 GWh con una potencia instalada de 6.114 MW.

Según recoge el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2011-2020 aprobado en julio de 2011, la cogeneración acometerá nuevas inversiones privadas por valor de 3.885 M€ antes de 2016 y un total de 6.000 M€ para 2020, con apenas un 0,4% de apoyo público. Con ello la inversión acumulada por la cogeneración en España alcanzará los 12.000 M€ en 2020.

Hoy, el sector cogenerador sostiene directamente más de 13.000 puestos de trabajo en España que serán 25.000 en 2020. Actualmente, pese a la incertidumbre económica, hay registradas ya en el MITYC solicitudes para incrementar la potencia de cogeneración en 520 MW, un 20% del objetivo previsto para el 2016, lo que evidencia el buen ritmo inversor en nuevas plantas pese a la crisis, en línea con los objetivos, síntoma de la voluntad de mejora y permanencia del sector industrial en España.

En 2016 un 40% de las cogeneraciones actuales se habrá renovado con máquinas más eficientes y que ahorrarán más CO₂, para lo que el sector privado invertirá hasta dicha fecha 1.225 M€, alcanzándose en 2020 un 65% de renovación tecnológica del parque actual con una inversión acumulada de 2.000 M€ en el denominado “Plan Renove” de las instalaciones actuales.

De esta forma, la cogeneración va a actuar como motor de inversión y de relanzamiento económico de una parte significativa de la industria española en dos horizontes

temporales concretos, hasta 2016 y hasta 2020; con dos actuaciones diferenciadas: implantar nuevas cogeneraciones y renovar el parque actual.

En total la cogeneración invertirá 3.885 M€ antes del 2016 y 2.000 M€ adicionales hasta el 2020. Dos de cada tres euros invertidos se dedicarán a nuevas plantas y el 33% restante de la inversión se dirigirá a la renovación tecnológica del 65% del parque actual de cogeneraciones.

La cogeneración supone el 12% de la generación de electricidad nacional, 7% de la demanda de energía final, utilizando en un 90% gas natural. Asimismo, el 30% de la generación con biomasa también emplea la cogeneración.

La cogeneración alcanzará en 2016 el 15% de la generación eléctrica nacional, dentro de un plan que instalará 3.700 MW adicionales hasta el año 2020, de los que 2 de cada 3 MW de la nueva potencia prevista estarán en funcionamiento antes del 2016.

La inversiones previstas lograrán en 2016 ahorrar adicionalmente 2 millones de toneladas de CO₂ y 1,1 millones de toneladas equivalentes de petróleo, alcanzando un ahorro adicional de 3 millones de toneladas de CO₂ y de 1,7 millones de toneladas equivalentes de petróleo en 2020, permitiendo reducir al país un 2% adicional de su consumo final actual de energía.

La cogeneración supone el 20% del consumo total nacional de gas natural, es decir el 40% del consumo total industrial. Este papel de la cogeneración, -que en un 90% utiliza gas natural-, está resultando clave para mantener la demanda de gas natural en España y tendrá un mayor peso futuro ya que el incremento en el consumo de gas asociado a la producción de electricidad hasta 2020 se deberá a la evolución creciente de la cogeneración frente al estancamiento de los ciclos combinados. Los recientes descubrimientos de nuevas reservas de “shale” gas aportan también interesantes expectativas de desarrollo a la cogeneración.

La cogeneración como generadora de empleo directo, no sólo crea nuevos puestos de trabajo industriales en la instalación y explotación de plantas -hasta cuatro veces más empleo directo en la explotación por MW instalado con respecto a la eólica-, sino que por estar asociada al ahorro de energía y fomento de la competitividad a la industria en la que presta sus servicios, la convierte en triplemente beneficiosa, fijando e impulsando el empleo industrial existente y creando nuevo empleo en la instalación y explotación de la cogeneración.

La cogeneración permite reducir actualmente a España el 2% de importaciones energéticas y ahorra 3,2% de las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, evita pérdidas de transporte y distribución. También aporta estabilidad al sistema ya que sus industrias trabajan igual cada día, con o sin sol, con o sin viento.

La deslocalización industrial, amenaza real para muchos sectores industriales, crece cuanto mayor es el peso de la factura energética y medioambiental en la estructura de costes y cuanto mayor es la dimensión internacional del mercado y sus operaciones. La cogeneración permite reducir la factura energética y actúa como una barrera preventiva contra la deslocalización de la producción, con la consiguiente fuga de empleos y riqueza hacia otros países.

La propuesta de Directiva Europea de Eficiencia Energética sitúa a la cogeneración como actor clave en las políticas europeas de eficiencia energética para lograr en 2020 el objetivo comunitario del 20% de ahorro de energía.

2.1.3-Cogeneración. Visión particular en el presente proyecto.

En el caso de este proyecto se trata de aprovechar la energía calórica que producen una serie de motores de biogás generadores de electricidad.

Por tanto a la energía eléctrica que se obtiene de dichos motores se le sumará el aprovechamiento energético del calor de los gases de escape de éstos. Este es el punto de partida del presente proyecto, que se basará en la descripción de las instalaciones necesarias para dar uso a la energía calórica de los gases de escape.

Por consiguiente, puedo hablar de este proyecto como *planta de cogeneración*, ya que los motores de biogás existentes producen electricidad, y su aporte energético en forma de calor debido a los gases de escape será aprovechado también gracias a la realización de este proyecto.

Los gases calientes serán reconducidos hacia una caldera de recuperación para que finalmente se obtenga potencia eléctrica mediante un ciclo Rankine como se irá explicando a lo largo de este documento.

Dicho lo cual, se puede señalar que con la realización de este proyecto el rendimiento pasará a ser mucho mayor que el que presenta en la actualidad la planta de motores alternativos generadores de electricidad, ya que la energía calórica que poseen los gases de escape también será aprovechada.

La mejora de rendimiento es una de las principales ventajas de la cogeneración. Otra de las ventajas a destacar que ofrecen este tipo de instalaciones, sería el ahorro en consumo de combustible que suponen.

Y por supuesto, no se puede dejar sin señalar la reducción de impacto ambiental que conllevan. En el caso del proyecto que me concierne, los gases de escape provenientes de los motores de biogás no serán evacuados directamente al ambiente exterior, con una elevada temperatura. Sino que se harán pasar a través de una caldera de recuperación para el aprovechamiento de esa energía calórica, como ya he mencionado, lo que supondrá que los gases saldrán al medio ambiente a una temperatura mucho más baja, a menos de la mitad de grados centígrados.

Con lo cual, con todo lo que acabo de decir, creo que el fomento de la realización de este tipo de instalaciones es muy necesario, y más en el tiempo en el que vivimos, en el que la importancia de intentar aprovechar todos los recursos energéticos a nuestro alcance y contribuir así con el ahorro en combustible, es vital.

También, la contribución en la protección del medio ambiente es de vital importancia en la actualidad. Por tanto este es otro aspecto a tener en cuenta para que el apoyo a la iniciativa de la proyección de este tipo de instalaciones, como es la del presente proyecto, sea el mayor posible.

2.1.4-Tipos de cogeneración en base a la producción de electricidad y calor.

Los sistemas de cogeneración pueden clasificarse de acuerdo con el orden de producción de electricidad y energía térmica en:

- **Ciclo de cabecera.**
- **Ciclo de cola.**

Los **ciclos de cabecera** (Topping) de cogeneración, son aquellos en los que una fuente de energía primaria (como el gas natural, diesel, carbón u otro combustible similar) se utiliza directamente para la generación de energía eléctrica en el primer escalón. A partir de la energía química del combustible se produce un fluido caliente que se destina para generar la energía mecánica y la energía térmica resultante, el denominado calor residual como vapor o gases calientes, es suministrada a los procesos industriales ya sea para secado, cocimiento o calentamiento, que constituyen el segundo escalón. Este tipo de sistemas se utiliza principalmente en la industria textil, petrolera, celulosa y papel, cervecera, alimenticia, azucarera, entre otras, donde sus requerimientos de calor son moderados o bajos con temperaturas de 250 °C a 600 °C.

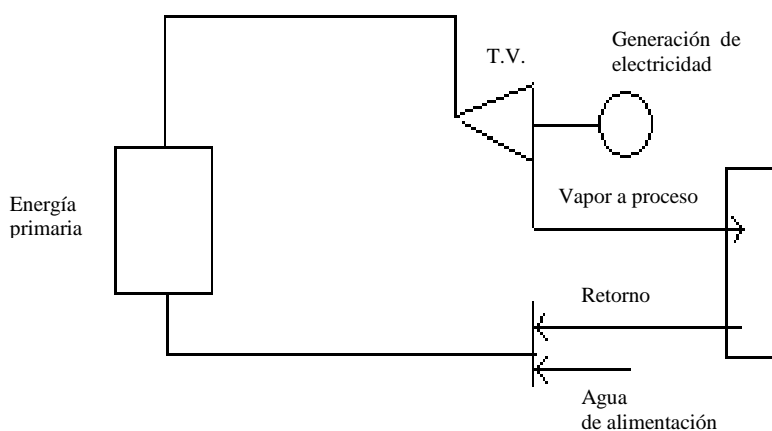


Figura 2.1.4.1

En los **ciclos de cola** (Bottoming), la energía primaria se utiliza directamente para satisfacer los requerimientos térmicos del proceso del primer escalón y la energía térmica residual o de desecho, se usará para la generación de energía eléctrica en el segundo escalón. Estos ciclos están asociados con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas, superiores a los 450 °C.

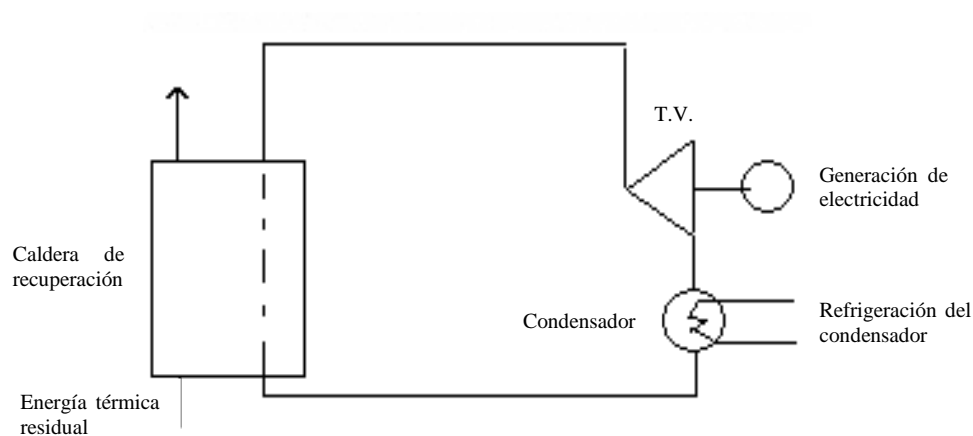


Figura 2.1.4.2

El ciclo de cogeneración en el que se basa la instalación que se proyecta en este documento, es un ciclo de cola.

Se trata del aprovechamiento de la energía térmica residual generada por los motogeneradores de biogás, para obtener finalmente energía eléctrica.

2.2-GENERACIÓN MEDIANTE CICLO DE RANKINE.

2.2.1-Ciclo Rankine. Definición general.

El ciclo Rankine es un ciclo termodinámico que tiene lugar en una central térmica de vapor. Utiliza un fluido de trabajo que alternativamente evapora y condensa, típicamente agua (si bien existen otros tipos de sustancias que pueden ser utilizados, como en los ciclos Rankine orgánicos). Mediante la quema de un combustible, el vapor de agua es producido en una caldera a alta presión para luego ser llevado a una turbina donde se expande para generar trabajo mecánico en su eje (este eje, solidariamente unido al de un generador eléctrico, es el que generará la electricidad en la central térmica). El vapor de baja presión que sale de la turbina se introduce en un condensador, equipo donde el vapor condensa y cambia al estado líquido. Posteriormente, una bomba se encarga de aumentar la presión del fluido en fase líquida para volver a introducirlo nuevamente en la caldera, cerrando de esta manera el ciclo.

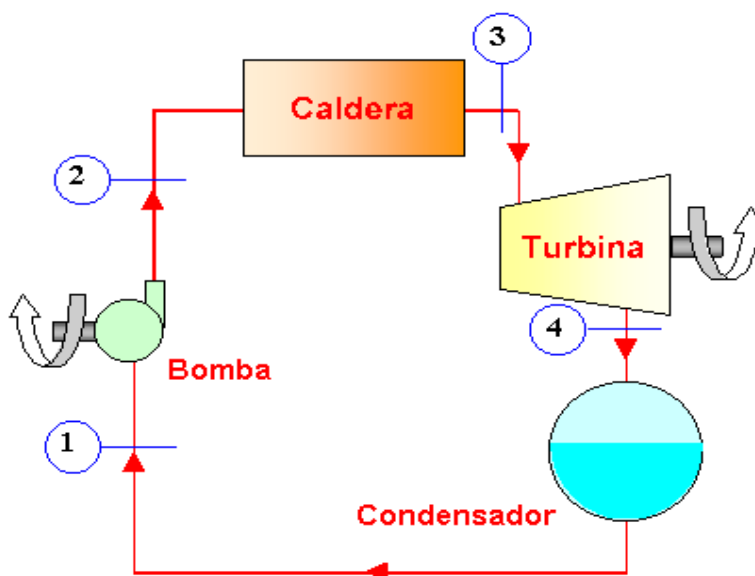


Figura 2.2.1

Los procesos a los que se somete el fluido de trabajo (típicamente agua) para generar potencia mecánica que finalmente podrá ser eléctrica, son los siguientes:

- Proceso 1-2: El fluido de trabajo se expande en la turbina desde la presión de la caldera hasta la presión del condensador. Se realiza en una turbina de vapor y se genera potencia en el eje de la misma.
- Proceso 2-3: Transmisión de calor a presión constante desde el fluido de trabajo hacia el circuito de refrigeración, de forma que el fluido de trabajo alcanza el estado de líquido saturado. Se realiza en un condensador (intercambiador de calor).
- Proceso 3-4: Se comprime el fluido de trabajo en fase líquida mediante una bomba, lo cual implica un consumo de potencia. Se aumenta la presión del fluido de trabajo hasta el valor de presión en caldera.
- Proceso 4-1: Transmisión de calor hacia el fluido de trabajo a presión constante en la caldera. En un primer tramo del proceso el fluido de trabajo se calienta hasta la temperatura de saturación, luego tiene lugar el cambio de fase líquido-vapor. El vapor a una presión más o menos alta es el utilizado por la turbina para generar la potencia del ciclo (la potencia neta del ciclo se obtiene realmente descontando la consumida por la bomba, pero ésta suele ser muy pequeña en comparación y suele despreciarse).

2.2.2-Ciclo Rankine. Visión particular en el presente proyecto.

Teniendo en cuenta la explicación general de los procesos que el fluido de trabajo realiza en un ciclo Rankine para obtener finalmente potencia eléctrica, que se explicaron en el apartado anterior, voy a señalar ahora los valores de presión, temperatura, etc. que adquiere el agua-vapor a su paso por cada uno de los equipos de los que constará la instalación. Así tendremos una visión global de qué ocurrirá en cada uno de los componentes principales de la instalación, indicando también los valores específicos que tomará el fluido de trabajo en el circuito:

- Proceso 1-2: El fluido de trabajo se expande en la turbina desde la presión de la caldera, de aproximadamente **12 bares**, hasta la presión del condensador, de **0,21 bares**. Se realiza en la turbina de vapor y se genera potencia en el eje de la misma.
- Proceso 2-3: Transmisión de calor a presión constante (0,21 bares) desde el fluido de trabajo hacia el circuito de refrigeración, de forma que el fluido de trabajo alcanza el estado de líquido saturado, a una presión de **0,21 bares** y una temperatura de **61,2 °C**. Se realiza en el condensador (intercambiador de calor).

- Proceso 3-4: Se comprime el fluido de trabajo en fase líquida mediante bombas centrífugas. Se aumenta la presión del fluido de trabajo (desde la presión del condensador) hasta el valor de presión en caldera (aproximadamente **12 bares**).
- Proceso 4-1: Se produce la transmisión de calor hacia el fluido de trabajo a presión constante en la caldera. En un primer tramo del proceso el fluido de trabajo se calienta hasta la temperatura de saturación (**191,7 °C**), luego tiene lugar el cambio de fase líquido-vapor. El vapor es el utilizado por la turbina para generar la potencia del ciclo.

He de decir que la descripción de los cuatro procesos que acabo de hacer, es para dotar al lector de una visión global de los componentes principales de la instalación.

Por ejemplo en este resumen no nombro el desgasificador térmico, o el economizador que incluye la caldera, cuando ambos elementos también influyen en las propiedades del agua-vapor como se verá en apartados posteriores.

A continuación muestro el diagrama T-s del ciclo Rankine en el que se basa nuestra instalación de aprovechamiento energético:

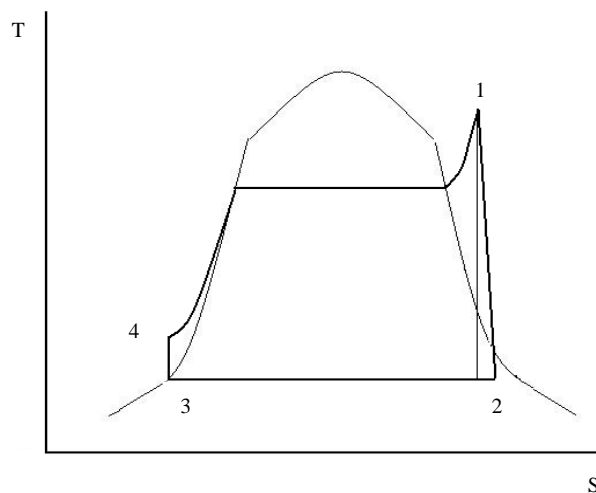


Figura 2.2.2

3-DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

En este apartado describiré el funcionamiento de cada uno de los componentes de la instalación, partiendo de una visión global de cada uno los elementos, para concretar con las especificaciones (características, cálculos, etc.) de cada equipo elegido para la nueva planta de generación eléctrica objeto del presente proyecto.

Los datos de partida que se han tomado como base para la preparación de este proyecto son los siguientes:

- Número de motores Otto existentes en la planta: 11
- Número de motores máximo en servicio a la vez: 10
- Combustible empleado por los motogeneradores: Biogás
- Caudal unitario gases escape motogenerador: 7.380 kg/h
- Caudal total máximo gases de escape: 73.800 kg/h
- Temperatura gases de escape: 485 °C

Los gases de escape de los motores se están enviando directamente a la atmósfera sin ningún tipo de recuperación térmica.

Lo que se requiere es que estos gases calientes tengan algún tipo de aprovechamiento energético.

La instalación de aprovechamiento energético que se presenta consiste en el ciclo termodinámico de Rankine, recuperando parte del calor sensible de los gases de escape en forma de vapor que posteriormente se conduce hasta un turbogenerador (turbina de vapor con alternador acoplado), para generar energía eléctrica que se exportará a la red eléctrica del distribuidor de la zona.

Una pequeña cantidad del vapor generado se emplea para alimentar al sistema desgasificador del agua de alimentación a la caldera de recuperación, el resto va al turbogenerador.

La recuperación del calor sensible de los gases de escape se inicia disponiendo en cada uno de los 11 escapes de gases una compuerta de 3 vías. Las compuertas de tres vías envían los gases de escape al colector común de recuperación o bien a la atmósfera si el sistema de recuperación está fuera de servicio o bien por seguridad no puede recibir gases.

El colector de gases conduce el flujo de gases a recuperar hasta el generador de vapor de recuperación. Se trata de una caldera de recuperación pirotubular con economizador incorporado para generación de vapor a baja presión, cuya elección viene determinada por lo que ofrecen los fabricantes de acuerdo con las propiedades calóricas, temperatura y caudal de los gases de escape de los motores de biogás. El agua de alimentación al generador de vapor será desmineralizada y desgasificada.

El vapor producido en la caldera de recuperación será conducido a un turbogenerador de vapor. Dicho grupo turbina-alternador podrá generar, con el vapor obtenido en el generador de vapor, hasta 1.019 kWe en bornes del alternador. El vapor de salida del turbogenerador se condensa en un condensador tubular refrigerado mediante agua fría proveniente de un circuito de torre de refrigeración, para después ser bombeado en estado líquido a la caldera a presión cerrando así el ciclo.

3.1-GENERADOR DE VAPOR

3.1.1-La caldera de recuperación. Tipos y elección para el proyecto.

Se puede definir una caldera como un aparato a presión, donde el calor procedente de un combustible o de otra fuente de energía se transforma en energía térmica, mediante intercambio de calor con un fluido caloportador en fase líquida o vapor.

El tipo de caldera que se utiliza típicamente en plantas de cogeneración, y que se emplea en este proyecto, recupera el calor contenido en los gases de escape de una máquina térmica de combustión (que en el caso de esta instalación son los motores de biogás). En la caldera se calienta agua, que se convierte en vapor y que se utiliza para mover la turbina de vapor.

Por tanto, la caldera es el elemento de unión entre la instalación existente, de la que se aprovecha la energía calórica, y la instalación de generación eléctrica de la que trata este proyecto.

Las calderas que generan vapor se pueden clasificar, por su modo de funcionamiento, en dos grandes tipos:

- **Calderas pirotubulares.**
- **Calderas acuotubulares.**

Las pirotubulares, son en las que los gases calientes circulan por el interior de tubos que están inmersos en el agua del interior de la caldera; y las acuotubulares, en las que el agua/vapor circula por el interior de los tubos y los gases de combustión por fuera de los mismos.

El tipo de caldera elegida para esta instalación es pirotubular, por los motivos que se describen más adelante en este apartado.

No obstante, primeramente hablaré brevemente de las acuotubulares, y del tipo de instalaciones en las que se suelen emplear.

Como ya se ha mencionado, las calderas de vapor acuotubulares tienen como característica distintiva el que el agua circula por el interior de los tubos de intercambio de calor, y los gases calientes circulan en masa por el exterior de dichos tubos.

El recorrido que realiza el agua/vapor en este tipo de caldera es el siguiente:

El agua, impulsada por las bombas de alimentación, se envía a los economizadores en primer lugar. En ellos el agua se calienta desde la temperatura del tanque de agua de alimentación a una temperatura próxima, pero por debajo a la de vaporización.

El agua a la salida del economizador llega al calderín. El calderín es un depósito cilíndrico de donde se toma el agua hacia el evaporador. En el evaporador se vaporiza una parte del agua, y la mezcla agua-vapor que queda sin separar retorna al calderín, donde se produce la separación del agua y el vapor. La misión del calderín pues, es la de separar el agua del vapor y por ello su volumen y la superficie de separación agua-vapor debe ser la suficiente y adecuada. El vapor sale por la parte superior del calderín a través de unos dispositivos eliminadores de gotas, que evitan el arrastre de agua y la contaminación de vapor con sales del calderín.

Se puede hacer una distinción entre diferentes tipos de calderas acuotubulares del siguiente modo:

_Por el tipo de vapor que generan:

- De vapor saturado.
- De vapor sobrecalentado.

Las calderas de vapor sobrecalentado llevan incorporado un sobrecalentador, que es un intercambiador de calor que genera vapor sobrecalentado a partir del vapor saturado saliente del calderín de la caldera.

Las de vapor saturado, no tienen sobrecalentador.

_Por el tipo de circulación:

- Circulación natural.
- Circulación forzada.

En las calderas de circulación natural, la circulación del agua entre el calderín y el evaporador de la caldera se produce por la diferencia de peso específico entre el vapor saturado y el agua. La principal ventaja de la circulación natural es la adaptación de ésta a la carga de la caldera, reduciendo de este modo las posibilidades de fallo o avería en la caldera puesto que no hay elementos mecánicos (bombas), en el circuito calderín-evaporador.

En las calderas de circulación forzada, la circulación se establece por medio de una bomba, que conduce el agua desde el calderín a través del evaporador, con retorno en circuito cerrado al calderín. Debido a la circulación en el evaporador asistida por las bombas de recirculación, este tipo de calderas permite la aplicación de tubos de pequeño diámetro en el evaporador. Al final, estas calderas son más compactas y con un peso y dimensiones menores que las de circulación natural.

_Por la disposición:

- Horizontal.
- Vertical.

En las calderas horizontales la dirección del flujo de gases es horizontal y los haces tubulares se disponen transversalmente, es decir, son verticales.

En las calderas verticales el flujo de gases es vertical, mientras que los haces tubulares se disponen transversalmente, es decir, son horizontales o inclinados.

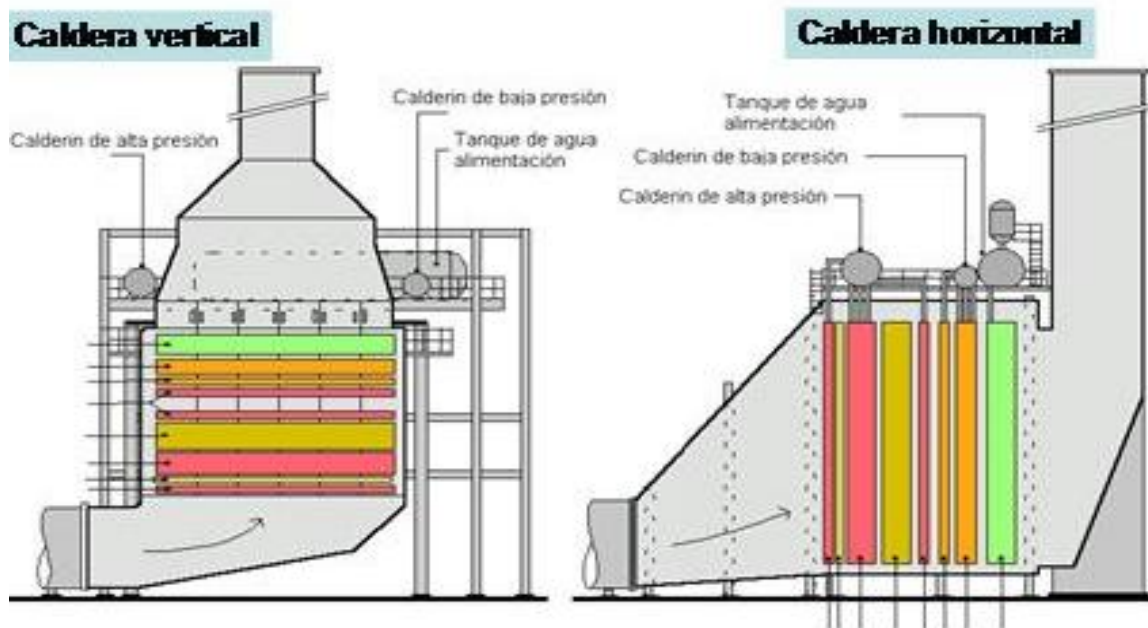


Figura 3.1.1

Las calderas acuotubulares suelen ser utilizadas en instalaciones en las que se precisa un caudal de vapor alto, presiones altas, o en las que se trabaja también con vapor recalentado.

Para instalaciones en las que no es necesario un gran caudal de vapor y en las que la presión que ha de soportar la caldera no es muy alta, la tendencia es la de emplear calderas pirotubulares. Habría que escoger obligatoriamente calderas acuotubulares si se requiere un caudal másico de vapor de más de 27.000 kg/h, presiones superiores a 27 bar o temperaturas de vapor superiores a 340 °C.

Este no es el caso de la instalación de este proyecto, por tanto optamos por la pirotubular ya que es, económicamente, menos costosa que las acuotubulares en general.

Como ya se comentó anteriormente, en una caldera **pirotubular**, que es el tipo de caldera que se empleará en esta instalación, los gases de escape discurren por el interior de unos tubos sumergidos en la masa de líquido. Todo el conjunto, agua y tubos, está envuelto por una carcasa exterior. Los gases calientes, al circular por los tubos, ceden parte de su calor sensible al agua, la cual se calienta, al tiempo que la parte del agua más próxima a los tubos se vaporiza.

Hay diferentes modelos de calderas pirotubulares, variando la forma del hogar, la disposición horizontal, vertical o inclinada de los tubos y el número de pasos de los gases por el interior de los tubos sumergidos.

Estas calderas compactas son más baratas en coste inicial que las acuotubulares para producciones de vapor de hasta 25 t/h, y bajas presiones.

Las calderas pirotubulares presentan, además del bajo coste inicial, las siguientes ventajas, con respecto a las acuotubulares:

- Capacidad de soportar fluctuaciones de cargas bruscas y grandes, produciéndose solo ligeras variaciones en la presión debido a la gran cantidad de agua almacenada.
- Bajo coste en mantenimiento.
- Simplicidad de instalación que sólo exige la cimentación y la conexión de la caldera a las redes de agua, vapor y combustible.

La caldera para la recuperación del calor sensible de los gases de los motores de combustión alternativos, que formará parte de la instalación del proyecto, será de la marca CERNEY, tipo CEY-RG. Las características técnicas de dicha caldera serán expuestas en el siguiente apartado, en la tabla 3.1.2. Se trata de una caldera pirotubular, de un solo paso de gases. Es de disposición horizontal, con nivel de agua definido y está preparada para un funcionamiento automático, disponiendo de los dispositivos necesarios para considerarla de vigilancia indirecta.

El cuerpo de la caldera está compuesto por un cilindro de chapa, cerrado por los extremos por placas unidas a él por soldadura. En su interior se alojan los haces de tubos. La caldera va montada sobre una bancada soporte realizada con perfiles laminados.

En el apartado 3.1.3, de este proyecto, se explica cómo es el funcionamiento de la caldera pirotubular elegida y se enumera la serie de elementos de los que está dotada dicha caldera.

3.1.2-Características técnicas de la caldera de recuperación del proyecto.

Tabla de características:

Caldera de recuperación CERNEY, CEY-RG:

Caudal de gases	73.800 kg/h
Temperatura entrada gases	485 °C
Temperatura salida gases de la caldera	216 °C
Producción de vapor	10.800 kg/h
Presión de diseño	14 bar
Presión de servicio	12 bar
Temperatura de salida de vapor	191,7 °C
Superficie de calefacción	1.200,8 m ²
Volumen de agua a nivel medio	18.958 l
Volumen de la cámara de vapor	4.014 l
Volumen total de la caldera	22.972 l

Tabla 3.1.2



Figura 3.1.2

3.1.3-Funcionamiento y elementos de la caldera CERNEY CEY-RG.

Producción de vapor:

La caldera tiene como objeto la producción de vapor saturado. La formación del vapor se produce en la cámara de vapor de la caldera y es consecuencia del aumento de temperatura del agua interior debido al aporte de calor proveniente del caudal de gases.

Los gases de recuperación entran por la parte frontal y atraviesan la caldera en toda su longitud. Por el exterior se encuentra el agua la cual incrementa su temperatura hasta vaporizarse. Las burbujas producidas se acumulan en la parte superior de la caldera, formando la cámara de vapor. El vapor producido sale por la tubuladura dispuesta para ello en la generatriz superior del cuerpo.

Al final del circuito de gases, la caldera incorpora un economizador tipo gases/agua con la finalidad de precalentar el agua de alimentación de entrada a la caldera con el calor cedido por los gases.

Regulación del nivel de agua:

La regulación del nivel medio de agua dentro de la caldera, está constituida por un transmisor de presión diferencial que mide constantemente el nivel de agua entre las dos tubuladuras laterales que incorpora la caldera, una de ellas por debajo del nivel y la otra por encima. El transmisor convierte el nivel de agua en una señal eléctrica para que el PLC controle un variador de frecuencia que modula la potencia de funcionamiento de las bombas, y por tanto, la cantidad de agua que entra a la caldera.

Para mantener la calidad del agua en el interior, de la se deben realizar purgas mediante una válvula situada en la generatriz inferior, ésta se deberá abrir cuando la caldera pase a la posición de servicio en un porcentaje a determinar según la analítica del agua. Se deberá cerrar cuando la caldera pase a la posición de paro.

Seguridad por nivel de agua:

La caldera dispone de una botella con reguladores de nivel reglamentarios *de bajo y alto nivel de agua*. Son de tipo flotador con boya. Dentro del cabezal del regulador existen dos dispositivos eléctricos con dos contactos conmutados, uno para bajo nivel de agua y otro para alto nivel, accionando las alarmas correspondientes.

La botella está instalada en un lateral de la caldera y en el exterior. La caldera tiene dos tubuladuras que incorporan sendas válvulas de interrupción entre las cuales se coloca la botella reguladora de nivel. Las válvulas llevan incorporados dos finales de carrera

(uno al cierre y otro a la apertura) para que en el caso de que las válvulas se cerrasen por alguna operación de mantenimiento, el aporte de calor se parase automáticamente, accionándose la alarma.

El contacto eléctrico de disparo por bajo nivel de agua está regulado a un nivel de 25 mm. por debajo del nivel medio de la caldera, y en caso de descender por debajo de este nivel se pararía el aporte de calor, accionándose la alarma. Cuando el nivel de agua se ha repuesto, es necesario que el operario accione el cuadro eléctrico para el rearme de las seguridades y la nueva puesta en marcha del sistema.

Mientras que el contacto de disparo por alto nivel de agua está regulado a 50 mm. por encima del nivel medio, que en caso de sobrepasar produce la parada de la bomba de alimentación. Cuando el nivel de agua ha descendido por debajo de ese nivel, la bomba de agua se pone en funcionamiento de forma automática.

Junto a la botella anterior, la caldera tiene otra similar donde se encuentra un regulador de nivel de seguridad de ***muy bajo nivel de agua***, compuesto por un dispositivo eléctrico que se encarga de accionar la alarma correspondiente.

El contacto eléctrico de disparo por muy bajo nivel de agua está regulado a 65 mm. por debajo del nivel medio, y en caso de descender por debajo, se para automáticamente la aportación calorífica, la bomba de alimentación queda en automático y se acciona la alarma correspondiente. Cuando el nivel de agua se repone es necesario que el operador de la caldera rearme las seguridades para poner en servicio de nuevo el caudal de gases.

Seguridad por exceso de presión:

La caldera dispone de varios sistemas de seguridad que actúan en caso de presión excesiva del vapor: un presostato de seguridad y dos válvulas de seguridad.

El ***presostato de seguridad*** de muy alta presión de vapor controla que la presión del vapor no sobrepase en 0,6 bar la de servicio. En caso de fallo del transmisor de presión, el presostato parará el aporte de calor (apertura a la atmósfera de todas las compuertas de gases), accionándose la alarma. Cuando la presión descende, se debe rearmar manualmente para un nuevo arranque.

Las ***válvulas de seguridad*** de disparo, tipo Alivio Instantáneo Total (A.I.T.) son de accionamiento mecánico y entran en funcionamiento en caso de fallo de los dos sistemas anteriores y si la presión sigue aumentando. Cuando la presión alcanza un 10% por encima de la de servicio, se dispara una de ellas, y aproximadamente 0,1 bar por encima se dispara la segunda válvula. El accionamiento de las válvulas de seguridad nunca debe permitir sobrepasar la presión máxima de diseño de la caldera.

El cuerpo de la caldera se completa con los siguientes elementos:

- Cámara de gases delantera con entrada de gases
- Cámara de gases trasera con salida de gases y puertas atornilladas para el acceso.

- Tubuladura para válvula de aireación DN 25.
- 2 tubuladuras para sondas de nivel DN 80.
- 2 válvulas de seguridad DN 50/80.
- Válvula de salida de vapor DN 150.
- Tubuladura para alimentación DN 65.
- 2 indicadores de nivel visual de caja refractora DN 25.
- Tubuladura para limpieza DN 100.
- Tubuladura para inspección DN 100.
- Tubuladura para purga de lodos DN 50.
- Tubuladura para purga de sales DN 25.
- Tubuladura para presostatos DN 25.
- Tubuladura auxiliar vapor DN 25.
- Tubuladura para sonda PT-100 de ½”.
- Tubuladura para transmisor de nivel DN 25.
- Boca de hombre, situada en la generatriz superior de la caldera.
- Aislamiento térmico con lana de roca y protegida con chapa de aluminio.

3.1.4-Descripción del economizador.

A la salida de la caldera, los gases atraviesan el denominado economizador. Se trata de un recuperador de calor que eleva la temperatura del agua de aporte a la caldera mediante los gases de salida de ésta. El equipo, suministrado por CERNEY está formado por una serie de tubos por cuyo interior circula agua proveniente de las bombas de alimentación de la instalación, mientras que por el exterior lo hacen los gases de recuperación.

El agua entra a través de un colector que lleva un haz de tubos aleteados donde se efectúa el intercambio térmico. Todo el conjunto está cerrado con chapa dándose rigidez; al mismo tiempo está soportado sobre perfiles laminados.

El cuerpo del economizador dispone de los siguientes elementos:

- Tubuladura de entrada de agua.
- Tubuladura de salida de agua.
- Tubuladura para aireación.
- Tubuladura para vaciado
- 2 tomas para sondas de temperatura.
- Toma para manómetro
- Aislamiento térmico con lana de roca y protegida con chapa de aluminio o similar.

3.1.5- Características técnicas del economizador.

Caudal de gases	73.800 kg/h
Temperatura entrada gases al eco	216 °C
Temperatura salida gases del eco	170 °C
Caudal de agua máximo	11.200 kg/h
Presión de diseño	25 bar
Presión de servicio	12 bar
Temperatura del agua de entrada	105 °C
Temperatura del agua de salida	187 °C
Potencia calorífica	991 kW
Superficie de calefacción	560,8 m ²
Volumen total	536 l

Tabla 3.1.5



Figura 3.1.5

3.1.6-Bombas de alimentación de agua.

Para la alimentación de agua a la caldera se dispondrán dos motobombas centrífugas, alternando su tiempo de funcionamiento, multicelulares con cuerpo en acero inoxidable de las siguientes características:

Caudal	15m ³ /h
Altura manométrica	145 m.c.a.
Velocidad	2.900 rpm
Tensión / frecuencia	380 V – 50 Hz
Potencia	11 kW
Grado protección	IP 54
Item	BO-02-A/B

Tabla 3.1.6

La elección del tipo de bomba a escoger se basa en que se tiene que dotar al caudal de agua, de la potencia hidráulica suficiente para alcanzar la presión que se precisa en la caldera.

Así, se ha de partir de las condiciones de caudal y de presión de impulsión (altura manométrica) que se requieren, para escoger el tipo de bomba adecuado en el mercado.

Las bombas serán de disposición horizontal con bancada metálica conjunta para bomba y motor, tal como se muestra en la siguiente figura:

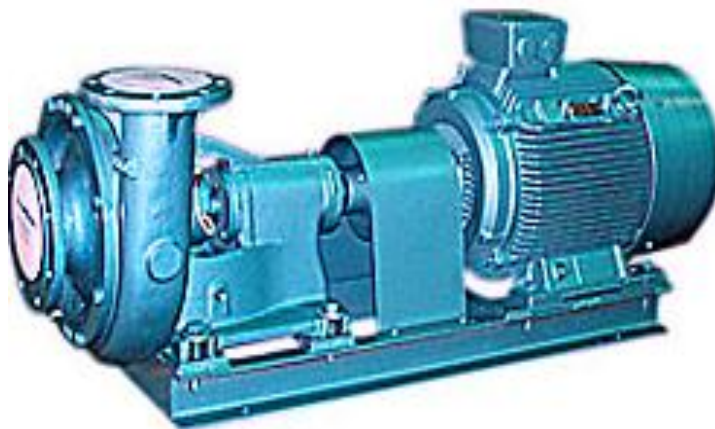


Figura 3.1.6

3.2-TURBOGRUPO (TURBINA DE VAPOR – ALTERNADOR)

3.2.1-Turbina de vapor.

3.2.1.1-La turbina de vapor. Tipos y elección para el proyecto.

La turbina de vapor es un motor térmico cíclico rotativo, de combustión externa, que movido por vapor produce energía mecánica. El vapor entra a alta presión y temperatura, y se expansiona en la turbina, transformando una parte de su entalpía en energía mecánica. A la salida de la turbina el vapor ha perdido presión y temperatura. El eje suele estar acoplado a un generador directamente o a través de un reductor, donde se transforma la energía mecánica en eléctrica, como en el caso de este proyecto. El fluido agua-vapor en un sistema de generación de energía mecánica con turbina de vapor sigue el ciclo Rankine, como ya comenté con anterioridad en este documento.

Podemos diferenciar varios tipos de turbina de vapor:

_Turbinas de acción y turbinas de reacción.

Las turbinas de *acción* transforman la energía de presión del vapor en velocidad en las toberas y el impulso del vapor a velocidad es el que mueve el rotor. En las turbinas de acción, el vapor pasa a través de las boquillas y alcanza los álabes; éstas absorben una parte de la energía cinética del vapor en expansión, lo que hace girar la rueda y con ella el eje al que está unida. La turbina está diseñada de forma que el vapor que entra por un extremo de la misma se expande a través de una serie de boquillas, hasta que dicho vapor ha perdido la mayor parte de su energía interna.

En las turbinas de *reacción*, hay diferente presión a ambos lados de las ruedas de los álabes y esto es lo que impulsa el rotor. Mientras discurre el vapor entre los álabes móviles, disminuye su presión puesto que el espacio entre álabes es variable.

En muchas ocasiones los modelos son mixtos constando, primero de rueda de acción, seguido de otras de reacción. Por lo general, las turbinas pequeñas son de acción y las grandes de reacción o mixtas.

_Turbinas monoetapa y multietapa.

Las turbinas pequeñas, de menos de 3 MW, pueden ser de una sola etapa, pero a partir de 5 MW suelen ser siempre multietapa.

Las turbinas monoetapa son más sencillas y baratas, aunque tienen menor rendimiento.

_Turbinas de contrapresión y turbinas de condensación.

Según las condiciones del vapor a la salida de la turbina, se puede distinguir entre turbinas de contrapresión y de condensación.

En las turbinas de *contrapresión* el vapor de escape tiene una presión mayor de la atmosférica. Normalmente estas turbinas se instalan en fábricas, donde el escape se lleva al proceso de fabricación.

En las turbinas de *condensación* el objetivo es producir la mayor energía mecánica posible, y por ello el vapor de escape tiene una presión menor que la atmosférica, y se envía a un condensador refrigerado por agua en muchos casos, aunque también puede ser por aire.

_Turbinas de flujo axial y de flujo radial.

El tipo de turbina más utilizado es el de *flujo axial*. El paso de vapor se realiza siguiendo un cono que tiene el mismo eje que la turbina.

En las turbinas de *flujo radial*, el paso de vapor se realiza siguiendo todas las direcciones perpendiculares al eje de la turbina.

El modelo de turbina de vapor elegido para la instalación de la que trata este proyecto es una turbina monoetapa de acción, de flujo axial y de condensación. De dicho modelo se habla en los dos siguientes apartados.

Se ha de elegir este modelo, con las características citadas, por lo anteriormente expuesto. Es decir, por las condiciones del vapor obtenido en la caldera de caudal, presión, etc., no se podrá obtener más de los 3 MW de potencia por lo que la elección ha de ser una monoetapa de acción. Asimismo nos interesa que la presión del vapor a la salida de la turbina tenga un valor lo más bajo posible para poder obtener así la mayor energía mecánica posible, por tanto habremos de escoger una turbina de condensación. Y por último de flujo axial por ser lo más común en el mercado de turbinas no demasiado grandes.

3.2.1.2- Características técnicas de la turbina.

Tabla de características:

Turbina KKK, AFA 6:

Presión vapor vivo	13 bar
Temperatura vapor vivo	191,6 °C
Entalpía vapor vivo	2.784 kJ/kg
Caudal vapor vivo	9.800 kg/h
Presión del vapor de escape	0,21 bar
Temperatura del vapor de escape	61,2 °C
Entalpía del vapor de escape	2.377 kJ/kg
Caudal en escape	9.800 kg/h
Potencia mecánica en acoplamiento	1.068 kW
Potencia eléctrica en bornes del alternador	1.019 kW

Tabla 3.2.1.2



Figura 3.2.1.2

Las prestaciones de una turbina de vapor se definen en unas condiciones de caudal, presión y temperatura de vapor vivo, así como de presión de escape.

Partiendo del conocimiento de estas condiciones podemos saber la temperatura del vapor en el escape, y la potencia eléctrica que podremos obtener de la turbina. En el caso de este proyecto lo que nos interesa es la potencia eléctrica que será capaz de suministrar la turbina, para así elegir el alternador adecuado para acoplar a la turbina.

La presión de vapor vivo, la temperatura de este vapor a la entrada de la turbina y el caudal de vapor los conocemos, ya que es el vapor obtenido de nuestra caldera de

recuperación. Dichos datos son de los que partimos. En base a estos datos y a las prestaciones y precios que nos ofrecen los fabricantes, elegimos el tipo de turbina.

A modo de aclaración, indicaré que la potencia mecánica que aporta dicha turbina de vapor viene dada por la siguiente expresión:

$$P_m = q \cdot (h_e - h_s)$$

Donde:

P_m : potencia mecánica (kW)

q : caudal másico de vapor (kg/s)

h : entalpía específica del vapor de entrada (e) y salida (s) (kJ/kg)

Sin considerar las correspondientes pérdidas de calor.

Por otro lado, la potencia eléctrica que incluyo en la tabla de parámetros de la turbina de vapor viene determinada por el rendimiento del alternador acoplado a la turbina:

$$P_e = P_m \cdot \eta_{alt.}$$

Donde:

P_e : potencia eléctrica en bornes del alternador.

P_m : potencia mecánica.

$\eta_{alt.}$: rendimiento del alternador.

El generador eléctrico ó alternador de este proyecto tiene un rendimiento del 95,5%. Las características del alternador se describirán más adelante.

A modo de comprobación, sustituyo a continuación en la fórmula de potencia mecánica de la turbina arriba expuesta, por los valores de la tabla de características que nos ofrece el fabricante de la turbina:

$$P_m = q \cdot (h_e - h_s) = 2,72 \text{ kg/s} \cdot (2.784 - 2.377) \text{ kJ/kg} = 1.108 \text{ kW.}$$

En la tabla observamos que el valor de potencia que determina el fabricante de la turbina es algo inferior (1.068 kW). Sabemos que las correspondientes pérdidas de calor y mecánicas hacen, en la práctica, que la potencia real sea algo menor que la teórica.

3.2.1.3-Elementos y dispositivos asociados a la turbina KKK AFA-6

Las características de la turbina KKK AFA-6 de la instalación han sido mostradas en la tabla 3.2.1.2. Es una turbina monoetapa, con un rodete de una fila de álabes de flujo axial. Construida en un sólo bloque, incluido los álabes, lo cual facilita el

mantenimiento y prolonga notablemente la vida del rodete. Cuenta con los siguientes dispositivos:

- Juntas de eje mediante anillos de carbón ó anillos metálicos.
- Válvula de cierre rápido accionada hidráulicamente, más válvulas automáticas de regulación de toberas.
- Controlador electrónico de velocidad, ajustable manual y eléctricamente, con características de funcionamiento P, PI y PID ajustables. Tensión de alimentación 24V DC, previsto para ajustes de velocidad para sincronización y funcionamiento en isla, así como para protección de sobrevelocidad.
- Controlador electrónico de presión de vapor vivo, con características de funcionamiento P, PI y PID. Modelo VOITH SC-900.
- Cojinetes deslizantes, alimentados por aceite a presión, dotados de vigilancia de temperatura por Pt-100.
- Sistema de seguridad adicional contra sobrevelocidad con doble redundancia.
- Sistema de seguridad adicional para baja presión de lubricación.
- Sistema de vigilancia de vibraciones y desplazamiento axial en el eje rápido (Scheck vibrocontrol 1000)
- Válvula solenoide para accionamiento de seguridad del paro rápido de turbina, con seguridad intrínseca.
- Válvulas de purga manuales conectadas a los drenajes de la turbina, más purgadores automáticos.
- Aislamiento térmico de la carcasa de la turbina, mediante lana mineral, recubierto de chapa galvanizada.

3.2.1.4-Reductor

El reductor es el elemento mecánico que adapta las velocidades de giro de la máquina térmica (turbina de vapor) y del alternador. Consiste en dos engranajes de diferentes tamaños, sumergidos parcialmente en aceite lubricante. De la carcasa principal, que contiene los dos engranajes y el aceite lubricante, salen dos ejes: uno que lo une con el alternador y otro que lo une con la máquina térmica. La unión a estos elementos se realiza mediante acoplamientos elásticos, que tratan de compensar pequeñas desalineaciones y amortiguan la transmisión de las vibraciones que se puedan producir.

Con el reductor que se instalará, acoplado entre turbina y alternador, modelo G5a de KKK, se obtendrán 1.500 r.p.m. en el acoplamiento del lado del alternador.

3.2.1.5-Materiales principales de turbina y reductor

Material	Identificación
Rodete	X22CrMoV12.1/21CrMoV57
Eje rápido	56NiCrMoV7V
Eje salida generador	42CrMo4V
Carcasa turbina	CS-17CrMo55
Carcasa válvulas regulación	CS-17CrMo55
Toberas	X10Cr13
Conos e internos de válvulas de regulación	X20Cr13
Tanque aceite	St37-2
Tuberías de aceite	St35
Carcasa reductor	GG20
Cojinetes	V738/Ergón791

Tabla 3.2.1.5

Peso de las partes rotativas:

Rodete 1º etapa: 30 kg

Eje rápido 1ª etapa: 45 kg

Eje salida reductor: 200 kg

3.2.1.6-Acoplamiento elástico

Acoplamiento situado entre salida de reductor y generador, elástico para absorber vibraciones y esfuerzos bruscos, tipo *RENCK ELCO*.

3.2.1.7-Sistema de lubricación

Las características del sistema completo de aceite de lubricación, son:

- Base para la turbina integrada, en la cual se encuentra el tanque de aceite, con una capacidad de 800 l.
- Bomba de aceite, con accionamiento eléctrico, para pre y post lubricación, prevista para el 100% del caudal de aceite de lubricación y dotada de presostato de seguridad para arranque en caso de fallo de la bomba principal.

- Bomba principal de aceite, de accionamiento mecánico directo desde el reductor, para lubricación durante el funcionamiento de la turbina.
- Sistema de doble filtro (uno en reserva), común para aceite de control y lubricación, de 25 micras, conmutable en marcha.
- Material del sistema de aceite: acero al carbono.
- Conexiones internas ERMETO.

3.2.1.8-Instrumentación y equipos locales

Se ha previsto la siguiente instrumentación y equipos locales para el turbogruppo (turbina-alternador):

- Manómetro vapor vivo
- Manómetro vapor extracción y segunda etapa
- Manómetro vapor a condensación
- Manómetro aceite de control
- Manómetro aceite de lubricación
- Presión diferencial de aceite en filtros, con indicador de suciedad
- Termómetros para aceite antes y después del refrigerador
- Tacómetro velocidad generador
- Armario local, dotado de paro de emergencia, botones de marcha/paro, ajuste manual de velocidad y llave de prueba de la seguridad de turbina (Trip-test). En el mismo armario, en su interior se agrupan las regletas de bornes de todos los elementos de control y mando.

3.2.1.9-Refrigerador del aceite

El aceite se refrigera mediante un circuito de agua. Está previsto para montar integrado en la bancada, para trabajar con agua dulce a una temperatura máxima de 30 °C con salto de temperatura de 20 °C y con un caudal de agua de aproximadamente 8 m³/h.

3.2.1.10-Acondicionamiento del vapor

Para la eliminación de partículas que pudieran estar presentes en el vapor vivo, se dispondrá del siguiente elemento para instalar en las tuberías de vapor:

- Filtro tamiz cónico, a instalar justo antes de la brida de entrada a la turbina.

3.2.2-El alternador.

3.2.2.1-El alternador o generador eléctrico. Tipos de alternador y elección para este proyecto.

Según su principio de funcionamiento, podemos establecer dos tipos de alternadores: síncronos y de inducción.

En cogeneración, la práctica totalidad son alternadores síncronos.

La característica fundamental del *alternador síncrono*, es que la velocidad es constante y proporcional a la frecuencia de la red eléctrica. Estos alternadores constan de un devanado inductor y otro inducido, independientes. Casi siempre el sistema inductor (el que crea el campo magnético necesario) va en el rotor, parte móvil, y el inducido (donde se genera la energía eléctrica) en el estator o parte fija. Otra característica de este generador es que el sistema inductor se alimenta con corriente continua proporcionada a través de rectificadores estáticos, pudiendo regularse en estos la intensidad y tensión del campo inductor.

La máquina más utilizada en generación eléctrica es la máquina trifásica, que agrupa tres bobinas en el inducido en ángulos de 120°. De este modo se producen tres ondas de tensión, desfasadas entre sí 120°.

En cuanto a velocidades de giro, estas dependen del número de polos en el inductor y de la frecuencia de la red. En grandes generadores por ejemplo, lo más frecuente es tener dos polos en el inductor. Al ser la frecuencia de generación de 50/60 Hz, la velocidad del alternador será de 3.000/3.600 rpm. Por el contrario, en alternadores más pequeños (<50 MW), como consecuencia de requerir reductor, se elige trabajar con alternadores de 1.500 rpm hacia abajo. Este será el caso del alternador de este proyecto.

La ecuación que relaciona la velocidad (n) de la máquina síncrona con el número de polos en el inductor (p) y con la frecuencia (f) de la red es:

$$n = \frac{2 \cdot 60 \cdot f}{p}$$

En cuanto al *alternador de inducción o asíncrono*, la diferencia fundamental con el síncrono, es que la velocidad de giro no es constante sino que oscilará en función de la variación de la carga. Es a lo que se le llama deslizamiento de la máquina asíncrona. Otras diferencias a destacar serían que en las máquinas asíncronas los conductores se encuentran unidos en corto asimilándose así al motor eléctrico de jaula de ardilla, y además en el sistema inductor no hay excitación. Por tanto este tipo de alternadores no pueden contemplarse en un sistema aislado ya que estos no son autoexcitantes. Deben utilizarse, por tanto, en paralelo con otros alternadores o con la red. En la actualidad, son poco utilizados en generación de electricidad.

Por lo expuesto en las líneas anteriores, para este proyecto se elegirá un alternador síncrono, con 4 polos y con equipo de autoexcitación en el inductor.

No llevará escobillas, y contará con regulación de tensión y cos phi electrónicas. Será apto para el funcionamiento en paralelo y en isla. Las características técnicas del mismo se detallan más adelante.

El centro de la estrella del generador se formará dentro de la máquina, llevando además montado a caballo tres transformadores de corriente de relación n:5 A, para protección y medida. También se suministrarán tres transformadores de tensión para protección, medida y sincronismo en el lado de caja de bornes. El neutro de la máquina será accesible en la caja de bornes de potencia.

El generador estará dotado de resistencias de calefacción, será para ubicación interior, con un grado de protección IP 23.

Está previsto el montaje del generador directamente sobre el fundamento de hormigón, estando incluidos los pernos de anclaje y elementos de fundición necesarios.

La tabla de características del generador escogido es la siguiente:

Tipo de alternador: LEROY SOMER

Potencia nominal:	1.335 kVA
Tensión nominal:	400V +/-10%
Frecuencia:	50 Hz
Velocidad a plena carga:	1.500 rpm
Sobrevelocidad:	1.800 rpm
Disposición:	IM 1002
Normas de construcción:	IEC
Protección motor:	IP 23
Refrigeración:	IC 31
Clase de aislamiento:	F
Servicio:	S1
Temperatura ambiente:	45 °C
Cojinetes:	Rodamientos de bolas
Lubricación:	grasa
Rendimiento a plena carga:	95,5 %
Factor de potencia:	0,8
Peso total aprox.:	8.100 kg

Tabla 3.2.2.1

Notas con respecto a la tabla 3.2.2.1:

- Normas constructivas del alternador IEC, son las que ordena la Comisión Electrotécnica Internacional.
- La protección del motor IP 23, se refiere al manual de “International Protection” que estipula los diferentes niveles de protección contra el ingreso de objetos sólidos y contra el ingreso de agua.
- La refrigeración del motor IC 31, el agente refrigerante es agua y el circuito es cerrado.
- La clase de aislamiento F, puede proteger a temperaturas de hasta 155 °C.
- El servicio S1, se refiere a que el alternador está preparado para trabajar permanentemente.

Accesorios incluidos:

- 3 PT 100 en devanados estatóricos
- 1 PT 100 para cada cojinete
- 1 Resistencias calefactoras
- 1 Excitación sin escobillas, con regulador de tensión y factor de potencia.
- Placa electrónica de regulación automática de tensión y cos phi montada en el cuadro de control.



Figura 3.2.2.1

3.2.2.2-Sistemas de control, mando y protección del generador.

Para el control del turbogruppo se suministrará un armario de control, protección, mando y sincronismo previsto para su instalación en la sala de control. Sus dimensiones serán 1.000 x 1.200 x 600 mm, grado de protección IP 42. Por parte del cliente debe recibirse una única alimentación a 400 V 3 F+N, así como las señales de enclavamiento de otros equipos. Las señales a intercambiar serán contactos libres de potencial, a excepción de las señales de tensión y corriente para sincronismo y protección diferencial.

Este incluye el suministro, tendido y conexonado de los cables de control, mando y protección entre el grupo y los de los armarios y entre éstos mismos.

Características constructivas

a).- Protección

El cuadro de mando y protección tendrá un grado de estanqueidad IP42, según IEC 144, será del tipo adecuado para uso general, autosoportante, adecuado para montaje sobre suelo y de diseño normalizado con entrada de cables por parte inferior. Estará fabricado en estructura de acero de alta calidad. El bastidor será completamente montado en fábrica, lo cual incluiría el montaje y cableado completo, de tal manera que en obra solamente sea necesario la instalación del bastidor y las conexiones de los cables de entrada y salida. Las dimensiones serán 2000 x 1200 x 600 mm, tipo RITTAL PS4500 ó similar.

b).- Pintura

La pintura será según especificación RAL 7032 Standard

c).- Rótulos

Se dispondrán etiquetas de identificación de cada elemento de forma fija, en castellano. Las etiquetas de identificación serán de plástico laminado tipo FANTASIT, RESOPAL ó similar. Todos los componentes estarán identificados de acuerdo con los diagramas de cableado.

d).- Barra de tierra

Se instalará una barra de cobre de tierra horizontal a lo largo del bastidor, para realizar la puesta a tierra de todas las partes sin tensión de los equipos, debiendo entregar terceros la correspondiente conexión con la red general de tierras. La tierra será común con la del turbogruppo.

e).- Cableado, terminales y accesorios

Las regletas, terminales, conectores y extremos de cables estarán debidamente identificados, de acuerdo con los diagramas de cableado y dimensionados de forma

adecuada. Las regletas terminales estarán situadas de forma accesible y con suficiente espacio para facilitar su inspección y mantenimiento.

Descripción del sistema de regulación y control

Se basa en reguladores electrónicos de velocidad y presión, conectados a través del PLC SIEMENS SIMATIC S7-300 y a la cadena de relés de seguridad, con interfaz de comunicación con el operador mediante sistema SCADA.

Diseñado como sistema de seguridad intrínseca, de forma que siempre se consigue la parada segura del turbogruppo, incluso en caso de fallo del PLC ó de la alimentación de mando a 24 V DC. Se ha previsto la implantación de un sistema de control que de forma genérica debe permitir las siguientes funciones:

- Adquisición de datos relativos a la situación del grupo (entradas digitales, alarmas, medidas).
- Acción automática de determinadas secuencias y enclavamientos.
- Indicación de los correspondientes avisos y alarmas por monitor.
- Visualización del funcionamiento del turbogruppo, alarmas y avisos a través del monitor sistema SCADA instalado en PC de sobremesa.
- Visualización del funcionamiento del generador de vapor y desgasificador térmico.

Funciones y arquitectura del sistema

De acuerdo con la cantidad de señales del sistema, la configuración aproximada sería la siguiente:

- 80 señales de entradas digitales
- 64 señales de salidas digitales
- 8 señales de entradas analógicas
- 4 señales de salidas analógicas
- 24 señales de entradas Pt-100

La cantidad exacta de cada tipo de señal se definiría durante el desarrollo de la instalación. Todas las entradas y salidas disponen de reserva.

Avisos y alarmas previstos

A través del monitor de operación y mediante diferentes pantallas, se mostrarán y registrarán todos los avisos de servicio, alarmas y disparos del turbogruppo.

Señales analógicas

Las siguientes señales analógicas se tratan con el sistema de control y se indicaran a través del correspondiente monitor del SCADA:

- Tensión generador

- Factor potencia
- Potencia activa
- Potencia reactiva
- Temperaturas cojinetes turbina, reductor y generador
- Temperaturas devanados y aire
- Temperatura vapor vivo
- Nivel de agua en el condensador
- Presión de vapor vivo
- Presión de vacío
- Vibraciones y desplazamiento axial
- Temperaturas agua y aceite en los puntos significativos
- Velocidad de giro
- Horas de servicio del turbogruppo y de todos los accionamientos eléctricos.

Protección del generador

Suministro de protecciones para el generador, de la marca DEIF, las protecciones previstas son:

- | | |
|-----------------------------|--------------|
| ▪ Sobrecorriente/sobrecarga | Función 50 |
| ▪ Cortocircuito | Función 51 |
| ▪ Máxima tensión | Función 59 |
| ▪ Mínima tensión | Función 27 |
| ▪ Máxima frecuencia | Función 81M |
| ▪ Mínima frecuencia | Función 81m |
| ▪ Homopolar | Función 51 N |
| ▪ Potencia inversa | Función 32 |
| ▪ Secuencia negativa | Función 46 |

Equipos de medida e indicación

Integrado en el SCADA. El sistema de indicación y medida está formado por:

- Contador de activa
- Contador de reactiva
- Voltímetro
- Amperímetros
- Frecuencímetro
- Vatímetro
- Contadores horarios
- Tacómetro, para revoluciones del eje secundario y alternador

Está previsto que todos estos parámetros se mostrarán a través del monitor del SCADA a través de las correspondientes pantallas específicas.

Sistema de sincronismo

Se incluye armario de sincronismo, integrado con el armario de control. Con este armario es posible la sincronización automática ó manual del turbogruppo, estando dotado de los siguientes relés, todos ellos de la firma DEIF.

- Relé comparador de tensión
- Relé comparador de fase
- Relé comparador de frecuencia
- Relé de bloqueo de sincronismo y sincronización manual

Asimismo dispondrá de los siguientes indicadores y pulsadores

- Doble voltímetro
- Doble frecuencímetro
- Sincronoscopio
- Pulsadores +U, -U, +f, -f para sincronización manual
- Interruptor con llave: "Sincronización Automática/Manual/Desactivado sincronizador"

Todas las señales a intercambiar con los disyuntores serán contactos libres de potencial, sin entregar tensión de mando de estos disyuntores ó de sus auxiliares.

Equipos de potencia y mando

Forman parte del suministro del mando y potencia de los motores y bombas auxiliares del turbogenerador.

Estos equipos auxiliares serían de las siguientes potencias:

- Alimentación $2 \times 6,5$ kW, bombas condensados.
- Alimentación 15 kW, bomba aceite auxiliar.
- Alimentación 2,5 kW, calefacción generador.
- Alimentación 2 kW para SAI (Sistema de Alimentación Ininterrumpida).
- Alimentación 2 kW para auxiliares en cuadro.

El arranque/paro y paso de manual a automático de los diferentes accionamientos eléctricos se efectuará desde la correspondiente ventana en el monitor de operación.

El mando y potencia de los accionamientos auxiliares estará integrado en los armarios de control, mando, potencia y sincronismo.

Alimentación segura, 220 VAC/24 VDC

El equipo será adecuado para funcionar correctamente en las condiciones del lugar de la instalación, su ubicación sería cerca del cuadro de control y protección.

- SAI de 220 VAC + rectificador a 24 VDC

Montaje eléctrico

a).- Cables de baja tensión

Los cables que se han pensado utilizar para interconexión de los diferentes equipos serán unipolares o multipolares de cobre, apantallados cuando proceda.

b).- Intensidades de carga admisibles

Las intensidades admisibles se han de determinar según sistemas de cálculo de la Publicación IEC nº 287 para una temperatura máxima en el conductor, en régimen permanente de 70 °C.

En los cables tendidos al aire se les ha supuesto una temperatura ambiente máxima de 40 °C y que no estén expuestos directamente al sol.

c).- Intensidades de cortocircuito admisibles

Los valores de densidad de corriente en A/mm², en los conductores a utilizar se calcularán en función de la duración del cortocircuito.

d).- Tendido de cables

El tendido de cables se realizará por bandejas galvanizadas incluidas en el suministro y distribuirá los cables de fuerza y mando desde el armario de distribución a turbina.

e).- Conexiones con terceros

- La tensión de mando y control será de 24 V c.c.
- La tensión de alimentación por terceros será 400 V, 3 F+N+PE.
- Las señales de terceros o a entregar a terceros serán siempre libre de potencial, a excepción de las procedentes de transformadores de tensión ó intensidad. Todas ellas se entregarán en las regletas de nuestros armarios.
- No se prevé la regulación automática de cos phi en función del balance de reactiva en la red, pero es posible como opción.
- El funcionamiento de todos los equipos se visualiza a través de las diferentes pantallas del SCADA.
- Remotamente se podrá parar la turbina y dar permisivo de arranque.

3.3-CONDENSADOR

3.3.1-Condensador. Elección para el proyecto.

El vapor generado en la caldera, después de pasar por la turbina, es finalmente recogido y condensado en el condensador. Es lógico pensar que esa cantidad de agua desmineralizada y tratada que se convierte en vapor en la caldera hay que reutilizarla, ya que de lo contrario los costes de producción de vapor aumentarían al tener que adicionar continuamente una gran cantidad de agua al proceso.

El condensador es un gran intercambiador de calor. En este intercambiador se usan grandes cantidades de agua de refrigeración para condensar el vapor.

Físicamente es un gran cilindro en el que se descarga el vapor, y su interior tiene una gran cantidad de tubos por el que circulará el fluido refrigerante. Por el interior de los tubos del condensador circula el agua fría de refrigeración y por el exterior de los tubos circula el vapor, que al entrar en contacto con los tubos fríos condensa.

Los tubos deberán de estar bien fijados para soportar el efecto de las vibraciones provocadas por la alta velocidad del vapor.

El tipo condensador que se instalará para la utilización del vapor de escape de la turbina, es un condensador de vacío refrigerado por agua. El condensador trabajará pues a vacío, esto es, a una presión inferior a la atmosférica, para que el salto entálpico en la turbina sea el mayor posible, con el fin de obtener la máxima energía mecánica en el grupo turbina-alternador.

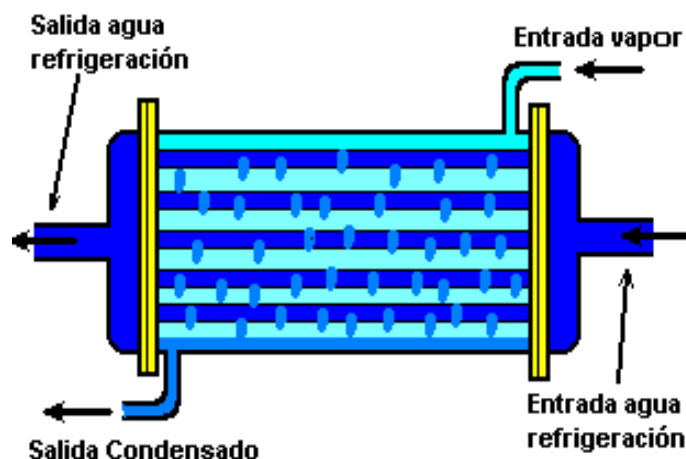


Figura 3.3.1

3.3.2-Características técnicas del condensador.

Tabla de características:

Superficie de intercambio:	75 m ²
Intercambio de calor:	5.818 kW
Caudal condensado:	9.800 kg/h
Presión condensado:	0,21 bar
Caudal agua refrigeración:	250 m ³ /h
Pérdida carga lado agua:	0,3 bar
Presión agua refrigeración (máx.):	7 bar
Temperatura agua refrigeración entrada (máx.):	30 °C
Temperatura agua refrigeración salida:	50 °C
Reserva de superficie:	15 %
Tamaño de tubos:	16,0 x 1,0 mm
Velocidad interior:	1,58 m/s
Temperatura máxima vapor:	200 °C

Tabla 3.3.2

Como se observa en la tabla de características, el intercambio de calor que nos indica el fabricante que ofrece este condensador es de **5.818 KW**.

Esta es la característica clave que nos dice si la elección de dicho condensador para la instalación, es la correcta.

Sabemos que el valor de la entalpía del agua-vapor que sale de la turbina será la entalpía con la que entra al condensador, ésta es:

$$h_e = 2.377 \text{ kJ/kg.}$$

Y lo que queremos conseguir en el condensador es condensar toda la parte de vapor, y obtener líquido saturado a la salida del mismo.

Si observamos las tablas de las propiedades termodinámicas del agua, vemos que para una temperatura de 61,2 °C el agua en composición de líquido saturado tiene una entalpía de:

$$h_s = 256,15 \text{ kJ/kg.}$$

Por lo tanto el intercambio de calor que ha de poder realizar nuestro condensador tiene que ser como mínimo de:

$$Q_{cond} = m \cdot (h_e - h_s) = 9.800 \text{ kg/h} \cdot (2.377 \text{ kJ/kg} - 256,15 \text{ kJ/kg}) = 20.784.300,6 \text{ kJ/h}$$

$$Q_{cond} = 5.773,4 \text{ kW}$$



Figura 3.3.2

3.3.3- Accesorios necesarios para el condensador y para la instalación de vacío.

El sistema de condensación se suministrará con todos sus componentes montados, así como con las tuberías de interconexión interior.

Se instalará una válvula de seguridad, en el lado del circuito de vapor, para la protección del condensador de vacío, tarada a una presión de disparo de 3 bar.

Accesorios para el condensador:

El condensador se ha de suministrar con los siguientes accesorios de campo montados sobre el mismo aparato:

- 3 termómetros
- 2 manómetros
- 2 válvulas de vaciado
- 2 válvulas de venteo
- 1 válvula de seguridad, lado vapor
- 1 indicador de condensado
- 1 válvula de seguridad, lado agua

Instalación de vacío:

Para la creación del vacío, 0,21 bares, el escape la turbina de vapor está dotado de los siguientes elementos:

Dos eyectores de vacío en serie:

- Consumo de vapor aprox.: 100 kg/h
- Presión alimentación vapor: 13 bar(a)
- Temperatura vapor: 191 °C
- Presión escape: atmosférica

Materiales:

- Carcasa, de fundición
- Toberas, de acero al carbono
- Pre-cámara, de acero al carbono
- Placas, de acero al carbono
- Base, de acero al carbono

Accesorios de la instalación de vacío:

- Tuberías internas
- Válvula de seguridad
- Válvulas de drenaje
- Válvula de venteo
- Válvula de cierre
- Manómetros
- Mirilla
- Tubería de descarga
- Refrigerador auxiliar en circuito cerrado con los condensados
- Purgadores

3.3.4-Bombas de condensados y accesorios correspondientes.

Se instalará un sistema doble de bombas para impulsión del condensado. Estas bombas serán las encargadas de bombear el agua condensada al tanque de alimentación de caldera.

La conmutación de una bomba a la otra será automática. Las bombas se montan debajo del condensador, integradas en la estructura de apoyo.

Características de las bombas de condensados, ITEM BO-01-A/B:

Caudal:	10 m ³ /h
Presión impulsión:	30 m.c.a.
Velocidad:	1.450 rpm
Tensión / frecuencia:	380 V – 50 Hz
Potencia:	6,5 kW
Grado protección:	IP 54

Tabla 3.3.4

Accesorios para las bombas de condensados:

- Mirillas
- Tuberías de interconexión
- Válvulas retención
- Manómetro

3.4-SISTEMA DE REFRIGERACIÓN DEL CONDENSADOR.

3.4.1-Descripción del sistema.

El sistema de refrigeración tiene por cometido suministrar agua fría a los tubos serpentines del interior del condensador para que éste pueda condensar el vapor que recibe. Una pequeña cantidad de agua también se empleará en enfriar el aceite de lubricación del turbogruppo.

El sistema está compuesto por los siguientes equipos:

- Torre de refrigeración
- Motobombas de circulación de agua
- Tuberías de interconexión

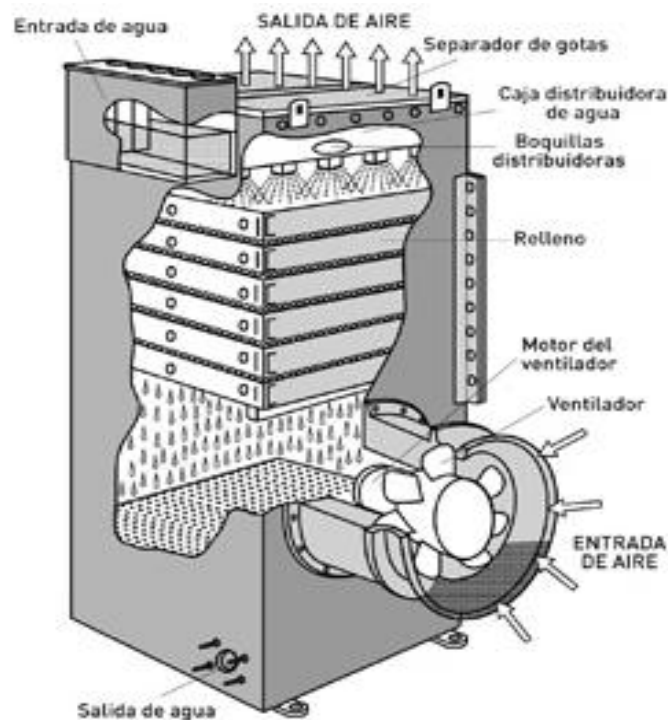


Figura 3.4.1

3.4.2-Torre de refrigeración.

Torre de refrigeración ITEM TR-01, cuenta con piscina de agua incorporada y relleno por goteo.

La tabla de características es la siguiente:

Caudal:	270 m ³ /h
Temperatura agua entrada:	50 °C
Temperatura agua salida:	30 °C
Temperatura húmeda:	22 °C
Potencia frigorífica:	6.280 kW
Aire:	Forzado – Contracorriente
Relleno:	Laminar en polipropileno

Tabla 3.4.2.1

Datos de operación:

Pérdidas de agua por evaporación:	8,5 m ³ /h
Pérdidas de agua por arrastres:	5 l/h
Potencia que consume:	15 kW
Altura manométrica a la entrada:	0,3 bar

Tabla 3.4.2.2

Materiales:

Piscina:	Poliéster reforzado con fibra de vidrio
Estructura:	Poliéster reforzado con fibra de vidrio
Envolvente ventilador:	Poliéster reforzado con fibra de vidrio
Carcasa:	Poliéster reforzado con fibra de vidrio
Relleno:	Laminar en polipropileno – anti-legionela
Separador de gotas:	Polipropileno – anti-legionela

Tabla 3.4.2.3

**INSTALACIÓN PARA EL APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LOS GASES DE
ESCAPE DE 11 MOTORES DE BIOGÁS.**

Motoventilador:

Tipo:	De flujo axial
Material palas:	Poliéster reforzado con fibra de vidrio
Tipo motor:	Trifásico – 380/660 V
Forma constructiva:	V1
Aislamiento:	Clase F
Protección:	IP 65
Velocidad:	400 rpm

Tabla 3.4.2.4



Figura 3.4.2

3.4.3-Bombas de circulación de agua.

Se instalarán dos motobombas centrífugas con disposición horizontal, para que el agua ya enfriada alcance presión suficiente para llegar al condensador, y el agua calentada proveniente del condensador suba a la torre de refrigeración.

Las condiciones de servicio de estas bombas son las siguientes:

Nº de bombas:	2
Fluido:	Agua
Temperatura:	30 °C
Caudal:	270 m ³ /h
Presión impulsión:	20 m.c.a.
Potencia absorbida:	17 kW
Potencia motor:	22 kW
Tipo motor:	Trifásico
Protección:	IP 55
Velocidad:	1.470 rpm

Tabla 3.4.3

3.4.4-Tuberías para la unión de los elementos.

Serán de acero al carbono, ejecución soldada y con conexiones bridadas. Podrán soportar una presión de hasta 10 bar (PN10).

3.5-SISTEMA DE CONDUCTOS DE GASES.

3.5.1-Descripción del sistema.

El sistema de gases de escape se inicia disponiendo un distribuidor de 3 vías en cada salida de gases de cada motor antes de entrar en el silenciador existente. La salida recta del distribuidor incorporará una válvula de mariposa y la salida en ángulo incorporará dos válvulas de mariposa para asegurar la estanqueidad al retorno de gases. Se tratará de una compuerta de diámetro nominal igual al del conducto: DN-350 y accionamiento electro neumático: *todo-nada*. Debido al posiblemente escaso espacio disponible, las compuertas a instalar serán en ejecución soldada, sin bridas de acoplamiento.

La salida recta de la compuerta se conducirá al silenciador y la salida en ángulo, a través de una ampliación a DN-450 y dos codos de 90 °, se llevará al exterior de la sala a una altura aproximada de 5 m. En el exterior las diferentes salidas de gases de cada motor se irán agrupando en forma de dos colectores, una agrupando seis salidas y otra agrupando cinco. Ambos colectores finalmente convergirán en uno solo de diámetro DN-1400 que irá a parar a la entrada a la caldera.

3.5.2-Condiciones de diseño.

Con objeto de evitar los esfuerzos debidos a las dilataciones térmicas se dispondrán compensadores telescópicos de tejido preparados para soportar las temperaturas de trabajo del colector.

La temperatura de diseño del sistema de conductos se tomará en: **500 °C**.

Ubicación y trazado: **exterior**

3.5.3-Material y espesor.

El material de construcción de los conductos será acero.

El espesor de los conductos será como mínimo el siguiente:

Las tuberías de DN-450, 3mm de espesor

Las tuberías de DN-1400, 4mm de espesor.

3.5.4-Aislamiento térmico.

Los conductos se aislarán mediante una capa de lana de roca tipo 342G de 100 kg/m^3 de densidad, recubierta de chapa de aluminio brillante de 0,8 mm de espesor debidamente abordonada y atornillada para impedir la entrada de agua de lluvia.

También deberán aislarse las compuertas de gases con el mismo material y espesor.

3.5.5-Estructura de soporte.

El suministro incluirá la estructura metálica de soporte de los conductos, compuertas de gases y en definitiva del conjunto de dispositivos que constituyen el sistema.

La estructura se construirá mediante perfiles comerciales unidos mediante soldadura.

3.6-SISTEMA DE TRATAMIENTO DEL AGUA.

El tratamiento del agua que se describe en este apartado se refiere al tratamiento que se le ha de dotar al agua antes de la puesta en marcha del ciclo de generación eléctrica. Una vez que el ciclo esté funcionando, solamente el agua de nuevo aporte (por pérdidas, gastos o renovaciones de agua por algún tipo de mantenimiento, purgas de equipos, etc.) tendrá que ser tratada mediante este sistema.

3.6.1-Descripción del sistema.

El tratamiento del agua nueva de aporte a la caldera de recuperación, que es almacenada en un tanque de acumulación de agua, consistirá básicamente en una instalación de filtración y en un lecho de desmineralización mixto (catiónico y aniónico) final. Así pues el proceso de tratamiento del agua incluye:

- Sistema inicial de filtración y adición anti-incrustante.
- Sistema de desmineralización por columna catiónica y aniónica.
- Aislamiento térmico y acabados necesarios.

Sistema inicial de filtración y adición anti-incrustante:

La operación de filtración consistirá en el paso del agua en sentido descendente atravesando un lecho de arena. Esta operación obviamente, no será suficiente para captar todas las sustancias en suspensión que contendrá el agua.

Además habrá que tener en cuenta, en cuanto a labores de mantenimiento, que el lecho filtrante se colmatará cada cierto tiempo debido a la materia retenida y habrá que proceder a lavar dicho lecho filtrante.

El lavado de la arena del lecho se realizará mediante un importante caudal de agua a contracorriente.

En cuanto, a la adición de anti-incrustante, hay que señalar que la dureza del agua así como las incrustaciones que puedan aparecer en un continente con agua, son debidas a la presencia en solución de sales de calcio y de magnesio.

El agente descalcificador de agua será una resina, que estará químicamente formada por un radical aniónico y un catión sódico que será el que se intercambiará con los cationes Ca^{2+} y Mg^{2+} presentes en el agua.

Sistema final de desmineralización por columna catiónica y aniónica:

Mediante esta instalación se busca la obtención de un agua totalmente desmineralizada, libre de toda sal, y por tanto libre de toda carga de cationes y aniones.

El sistema contiene íntimamente mezcladas resinas aniónicas y catiónicas constituyendo una sucesión de columnas separadas y que imprimirán al proceso de desmineralización una mayor calidad.

Asimismo señalar, que si la disponibilidad de espacio lo permite, sería aconsejable añadir a la instalación un sistema de tratamiento para la desmineralización mediante ósmosis inversa previo a la columna de intercambio iónico.

El parámetro que mide la calidad del agua producida después de pasar por los sistemas de tratamiento es la conductividad.

El agua desmineralizada obtenida finalmente en cada sistema de tratamiento, será impulsada hacia el tanque de almacenamiento.

En el apartado 3.6.3, enumero el recorrido que hace el agua por cada una de las instalaciones del sistema de tratamiento.

3.6.2-Condiciones de diseño.

Características del agua a obtener:

Conductividad:	< 0,3 $\mu\text{S}/\text{cm}$
Contenido de sílice:	< 0,02 ppm
Contenido hierro:	< 0,02 ppm
Contenido cobre:	< 0,003 ppm
Contenido sodio+potasio:	< 0,01 ppm
Contenido cloro:	< 0,1 ppm
Caudal a proceso:	750 l/h
Presión agua a proceso:	1,5 bar

Tabla 3.6.2

3.6.3-Alcance del sistema.

El alcance de los equipos y servicios contenidos en el sistema es el siguiente:

- Filtro sobre bicapa sílex/antracita
- Equipo de ósmosis inversa (1er Paso)
- Equipo de ósmosis inversa (2º Paso)
- Almacenamiento intermedio de agua desmineralizada
- Bombeo al lecho mixto
- Lecho mixto
- Depósito de agua desmineralizada de 10 m³ de capacidad

3.7-DESGASIFICADOR TÉRMICO.

3.7.1-Descripción.

La misión de un desgasificador térmico, es eliminar los gases incondensables disueltos en el agua de alimentación a una caldera. El agua que llega desde el condensador al desgasificador, se somete a una subida de temperatura. Así todos los gases incondensables se liberan y son eliminados, de tal modo que el agua que aspirarán las bombas de alimentación a caldera está libre de CO_2 y con una pequeña cantidad de oxígeno.

Un desgasificador térmico es un eficaz sistema de protección de una planta de generación de vapor, pues protege de los efectos corrosivos de los gases a las bombas, tuberías, calderas y economizadores. Lo consigue al reducir o prácticamente eliminar la concentración de los gases a un nivel en el que hay un muy pequeño factor de corrosión. El agua para la alimentación de calderas de vapor contiene normalmente O_2 y CO_2 que, si no se eliminan producen corrosiones tanto más rápidas cuanto mayor es la presión de funcionamiento, así que se han de emplear aguas de alimentación muy puras. El agua de alimentación debe, por tanto, estar desgasificada, de manera que su contenido en oxígeno disuelto se reduzca a un valor mínimo.

La ley de Henry indica que la cantidad de gas disuelto en el líquido es proporcional a su presión parcial en la atmósfera que envuelve al líquido, siempre que el sistema esté en equilibrio de temperaturas. Por tanto, para eliminar el oxígeno en solución en el agua es suficiente, teóricamente, con anular la presión parcial de este gas en la atmósfera en contacto con el agua, cualquiera que sea la temperatura. Llevando el agua a la temperatura de saturación bajo la presión de trabajo, los gases disueltos pasan automáticamente a la atmósfera de vapor saturante creada.

También se conoce que la solubilidad de un gas en un líquido, decrece a medida que la temperatura del líquido en que está disuelto, aumenta. Por lo tanto, esencialmente el desgasificador debe en primer lugar calentar el agua de alimentación a una temperatura lo más próxima posible a la temperatura correspondiente a la presión del vapor.

Para conseguir una desgasificación eficaz, deben cumplirse las siguientes condiciones:

- Puesta del agua a la temperatura de saturación, desde su entrada en la cabeza desgasificadora.
- Obtención y mantenimiento de una temperatura uniforme en el recinto de desgasificación.

Los gases incondensables han de ser eliminarse continuamente a medida que vayan siendo liberados.

El vapor que no ha llegado a condensarse, juntamente con los incondensables (O_2 , CO_2 , etcétera) llega a la parte superior de la cabeza desgasificadora, donde existe un serpentín refrigerado por el agua de entrada. En este serpentín se condensa la mayor parte del vapor, descargando al exterior solamente los incondensables, con un pequeño arrastre de vapor.

El desgasificador que se instalará es el CEY-DG 5/11 de CERNEY, que está formado por conjunto de cabeza desgasificadora y depósito de almacenamiento. A la cabeza se aportan los fluidos a desgasificar, eliminándose el oxígeno de los mismos. El oxígeno se ventea por una salida superior. El agua desgasificada baja por el interior de la cabeza al cuerpo, donde queda almacenada y lista para usar en las bombas de alimentación de caldera.

El sistema dispone de tubuladuras adicionales por si se considera necesario aditivar algún producto químico adicional para acondicionar la composición química del agua de aporte a caldera.

El desgasificador dispone de los siguientes elementos:

- Tubuladura de entrada de agua.
- Tubuladura de entrada de condensados.
- Tubuladura de entrada de vapor de calentamiento.
- Tubuladura de salida de agua.
- Tubuladura para aireación de incondensables
- Tubuladura para vaciado.
- Toma para sonda de temperatura.
- Toma para manómetro.
- Toma para transmisor de presión.
- Tubuladuras para nivel magnético.
- Tubuladuras para nivel óptico.
- Acceso de inspección.
- Aislamiento térmico con lana de roca y protegida con chapa de aluminio o similar.

3.7.2- Características técnicas del desgasificador.

El desgasificador térmico se comportará del modo siguiente:

Caudal de agua nueva que puede admitir:	500 kg/h
Temperatura agua de entrada:	15 °C
Caudal retorno condensados:	9.800 kg/h
Temperatura agua de retorno condensados:	61 °C
Vapor de calefacción:	1.000 kg/h
Temperatura agua desgasificada:	105 °C
Presión de diseño:	3 bar
Presión del vapor que le llega desde la caldera:	12 bar

Tabla 3.7.2

3.7.3- Operación del desgasificador.

Un desgasificador funciona pulverizando agua en una atmósfera de vapor, mezclándose el agua con el vapor. En una primera fase, el agua se calienta a unos 2 ó 4 °C por debajo de la temperatura del vapor, donde prácticamente se elimina todo el anhídrido carbónico y el oxígeno.

El agua entra en la zona de hervor, en la masa de agua del depósito, donde se calienta con el vapor producido en el haz tubular y con el de aportación a través de unos colectores perforados.

Es muy importante controlar la temperatura o presión en el interior del desgasificador y evitar que el mismo entre en depresión. Esta contingencia puede producirse por dos razones principales:

- Por aspirar agua en el depósito, con las bombas de alimentación de calderas, manteniendo cerradas todas las válvulas de entrada de agua y vapor y de salida de vapores.
- Por introducir un caudal fuerte de agua fría en el desgasificador, sin aportar vapor. Esta agua fría colapsa la cámara de vapor y si como en el caso anterior, no se dispone de entradas del exterior (vapor o aire) se produce depresión.

Para evitar los peligros que de esta depresión pudieran derivarse, se tiene que instalar un sistema antivacío, que ante una depresión interior abrirá y permitirá entrar aire del exterior.

3.8-SISTEMA DE CONEXIÓN ELÉCTRICA CON LA RED.

3.8.1-Descripción de la instalación actual de conexión de los motores de biogás.

La instalación eléctrica a realizar debe ser tal que permita la evacuación de la energía eléctrica generada por el nuevo alternador a una red de 45 kV. Deberá contar con las protecciones eléctricas adecuadas tanto para la generación como para el acoplamiento a la red. Además, se deberá disponer de un sistema de control y monitorización de todos los parámetros eléctricos.

La instalación actual presenta las siguientes características fundamentales:

- Sistema de medida y facturación general en la posición de acometida a la red.
- Transformador de 15 kV a 45 kV de 18 MVA en subestación intemperie junto a la Sala de Generación.
- Interruptor de acometida en 15 kV dotado de protecciones, medida y sincronismo para realizar el acoplamiento con red y los enclavamientos de seguridad necesarios.
- Embarrado de 15 kV para distribución eléctrica con capacidad para 630 A donde conectan las generaciones de los 11 motores existentes, sumando un total de 15,5 MW.
- Celdas de protección con interruptor automático tipo CGM para conexión de generadores al embarrado de 15 kV. Dichas celdas están dotadas de protecciones de sobreintensidad y transformadores de tensión e intensidad para medida y protecciones. El interruptor automático recibe orden de cierre de un sincronizador independiente para cada generador.
- Transformadores elevadores de 0,690 kV/ 15 kV conectados a los generadores y a las celdas de acoplamiento de 15 kV.
- Generadores síncronos de 1.413 kW y 0,690 kV. Físicamente los generadores se encuentran a corta distancia de los transformadores y estos a corta distancia de las celdas de protección en 15 kV. Por ello no se dispone de protección de líneas entre generador y transformadores y entre transformadores y celdas de acoplamiento. Todos los equipos se sitúan en el edificio de generación.
- Cada generador dispone de su propio cuadro de control y protecciones con panel táctil de visualización y operación local. Dicho cuadro dispone de la medida independiente de cada generador. Las protecciones actúan sobre el propio motor y sobre el interruptor motorizado de la celda de acoplamiento.

- Todas las señales se transmiten a un puesto de control central donde se opera toda la generación existente.

Del análisis de los datos anteriores y de la visita realizada a las instalaciones se deduce lo siguiente:

- El transformador de potencia de 18 MVA presenta un máximo de potencia utilizada de 15,5 MVA en el caso de no existir consumo en la planta. En condiciones normales de funcionamiento, al existir autoconsumo la potencia entregada a la red sería menor. Por tanto se dispone de una reserva de 2,5 MVA en el transformador.
- La implantación del nuevo generador acoplado a una turbina de vapor, aportará un adicional de 1,335 MVA a la generación existente. Esta cifra se sitúa por debajo de la reserva del transformador, por tanto no será necesario sustituir dicho transformador.
- El embarrado de 15 kV tiene una capacidad de 630 A. La distribución de las celdas actuales presenta una disposición de forma que la celda de acoplamiento a la red se sitúa en el punto medio del embarrado, por lo que la intensidad máxima que soporta corresponde a la generación de 6 motores, lo que supone una intensidad de 326 A. Por tanto, el embarrado de 630 A permite la conexión de otro generador (el de la turbina de vapor).
- Las celdas de acoplamiento en 15 kV existentes, son del tipo CGM-P de ORMAZABAL. Estas celdas permiten el acoplamiento a su embarrado, de forma lateral, de otras celdas del mismo tipo con la consiguiente prolongación del embarrado. La sala donde se ubican estas celdas dispone de espacio para acoplar una celda más idéntica a las existentes conectada a uno de los extremos. Esta nueva celda de protección será la encargada de realizar el acoplamiento del nuevo generador a las barras de 15 kV.
- La sala de generación no dispone de espacio para ubicar de forma adecuada los equipos de turbina, caldera, condensador, etc. Tampoco dispone de espacio para ubicar el nuevo transformador de elevación de 0,4/15 kV.
- El transformador actual existente para servicios auxiliares de generación dispone de una potencia de 1.250 kVA. El consumo actual es inferior a este valor por lo que se conectarán los servicios auxiliares de la nueva instalación a este transformador.

3.8.2-Descripción de la instalación a realizar, correspondiente a la conexión del grupo turbina-alternador.

La solución adoptada se basa en la conexión al embarrado existente de 15 kV de la nueva generación. Este planteamiento se sustenta en que la actual instalación permite la inyección de 1.335 kVA procedentes del nuevo generador a instalar, ya que tanto el transformador de 15 kV a 45 kV como la intensidad nominal del embarrado de 15 kV presentan actualmente una reserva suficiente para la nueva instalación.

La instalación eléctrica estará formada por los siguientes elementos:

- Generador síncrono de 1.335 kVA y 400 V
- Transformador de 1.600 kVA; 400 V / 15 kV
- Celda de remonte de barras
- Celda de protección línea por interruptor automático
- Línea de 15 kV en cable de aislamiento seco
- Celda de protección para acoplamiento a barras de 15 kV
- Cuadro de control y protecciones de la nueva instalación.
- Cuadro de servicios auxiliares de la nueva instalación

La posibilidad de ampliación del embarrado de las celdas de acoplamiento, de 15 kV, existentes permite instalar una nueva celda de forma sencilla en la sala de celdas actual anexándola a las existentes.

Debido a la configuración del sistema de operación actual, únicamente será necesaria la integración de señales de la nueva instalación en el SCADA actual. Para ello el cuadro de control a instalar dispondrá de comunicación PROFIBUS para transmitir y recibir todas las señales.

La medida para facturación está actualmente en la conexión a la línea de 45 kV, por lo que no será necesario realizar ningún cambio en este sentido. Se dispondrá de una medida local para la generación nueva, de la misma forma que está en el resto de generadores.

Respecto a las protecciones y el cuadro de control a instalar, se dispondrá de todas las protecciones propias del generador que se complementarán con las protecciones de línea del centro de transformación y las de sobreintensidad de la celda de conexión a barras de 15 kV. Todas las protecciones actuarán sobre el interruptor de acoplamiento en 15 kV y sobre el regulador de excitación del generador para proceder a su parada de forma segura. Todas las señales serán recogidas en el cuadro de control y transmitidas vía PROFIBUS al sistema de control central.

Respecto al acoplamiento con la red, el nuevo generador dispondrá en su cuadro de control de un equipo de sincronización que dará orden de cierre al interruptor de acoplamiento en las condiciones adecuadas. Únicamente será necesario integrar este nuevo interruptor en el algoritmo de control centralizado existente.

El sistema de regulación y control del grupo turbina-generador, se basa en los reguladores de velocidad y presión conectados al PLC y la cadena de relés de seguridad. El sistema está diseñado como seguridad intrínseca de forma que siempre se consigue la parada segura del turbogruppo incluso en caso de fallo del PLC o de la alimentación de mando de 24 Vcc. De forma genérica, el sistema de control realizará las siguientes funciones:

- Adquisición de datos relativos a la situación del grupo.
- Acción automática de determinadas secuencias y enclavamientos
- Indicación de los correspondientes avisos y alarmas por pantalla
- Posibilidad de transmisión de señales a un sistema supervisor vía puerto serie protocolo PROFIBUS-DP
- Registro, visualización y operación a través del monitor de operación
- Visualización del funcionamiento del turbogruppo, alarmas y avisos a través de monitor de operación y SCADA instalado en PC de sobremesa.

3.8.3-Disposición física de los equipos.

El turbogenerador se situará en nuevo edificio anexo a la sala de generación de los motores de biogás. Dicho generador tendrá una potencia de 1335 kVA, y una tensión nominal de 400 V.

El transformador de elevación se situará en una caseta prefabricada de hormigón junto al edificio del nuevo generador, minimizando todo lo posible la distancia entre el generador y el transformador. El transformador tendrá una potencia de 1.600 kVA y relación 0,4/15 kV. Dentro de la caseta prefabricada de hormigón, se instalarán una celda de remonte y una celda de protección de la línea de 15 kV que discurrirá desde bornes de M.T del transformador hasta la celda de acoplamiento a barras de 15 kV.

La línea de 15 kV discurrirá desde la caseta del transformador enterrada en zanja bajo tubo hasta acceder al edificio existente de generación donde pasará a un trazado en bandeja por el interior del edificio hasta acceder a la sala de celdas de acoplamiento en 15 kV.

Se instalará una celda CGM-P de la marca Ormazabal, igual a las existentes en la sala de celdas, conectada a un extremo del embarrado actual. Esta celda recibirá la línea de 15 kV de la nueva generación.

En la sala de cuadros de control de los grupos existentes, se instalará el nuevo cuadro de control de la turbina de vapor.

El cableado de señales de control y medida procedente de la sala de la nueva generación discurrirá en zanja bajo tubo hasta el edificio de la generación existente, en bandeja por el interior del mismo y llegarán hasta el nuevo cuadro de control y protecciones.

INSTALACIÓN PARA EL APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LOS GASES DE ESCAPE DE 11 MOTORES DE BIOGÁS.

El cuadro de servicios auxiliares de la nueva generación se situará en el edificio de la nueva generación. La alimentación de este cuadro se tomará desde el cuadro de servicios auxiliares existente.

3.9-SISTEMA DE TUBERÍAS.

3.9.1-Descripción del sistema.

Se trata del diseño y suministro del sistema de tuberías de agua, vapor y aire comprimido de toda la instalación de aprovechamiento energético, en esencia, de los siguientes subsistemas:

- Vapor
- Agua alimentación a caldera
- Circuito de agua de refrigeración del condensador
- Purgas y vaciados
- Escapes válvulas de seguridad
- Aire comprimido

3.9.2-Ingeniería de tuberías.

La ingeniería completa de diseño de la red de tuberías incluida en el alcance de suministro, comprende los siguientes pasos:

- Dimensionado de las tuberías y accesorios
- Preparación de isométricos de las tuberías con $DN > 1\frac{1}{2}$ “
- Cálculos de stress para la tubería de vapor vivo (entrada turbina)
- Dibujo de planos de implantación de tuberías
- Especificación y mediciones de materiales

3.9.3-Dimensionado.

Las tuberías que conexionan los diversos sistemas se diseñarán como mínimo para las condiciones máximas de servicio para las cuales los sistemas pueden llegar a trabajar.

Para las siguientes tuberías principales se indican los valores de presión y temperatura para las cuales se han diseñado las tuberías de interconexión:

Tuberías de:	Presión:	Temperatura:
Vapor vivo	16 bar	200 °C
Vapor de condensación	5 bar	150 °C
Agua de refrigeración	5 bar	50 °C

Tabla 3.9.3

3.9.4-Esfuerzos máximos admisibles en las bridas de la turbina de vapor.

De conformidad con las especificaciones del fabricante de la turbina KKK, los esfuerzos máximos admisibles en las tubuladuras de conexión, tanto admisión como escape son los siguientes:

$$F_x = F_y = F_z = 1000 \text{ N}$$

$$M_x = M_y = 1000 \text{ Nm}$$

$$M_z = 500 \text{ Nm}$$

**INSTALACIÓN PARA EL APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LOS GASES DE
ESCAPE DE 11 MOTORES DE BIOGÁS.**

4-PLIEGO DE CONDICIONES.

En el presente capítulo se expone el Pliego de Condiciones del proyecto, el cual muestra las pautas que se han de seguir en cuanto al diseño de las instalaciones y a la calidad de los materiales empleados y del vapor. Asimismo escribo la relación de la normativa que se aplica y las normas de ejecución de la instalación.

4.1-CRITERIOS DE DISEÑO

El diseño de la instalación de aprovechamiento energético se ha efectuado tomando en consideración las condiciones particulares expresada en el documento Memoria y atendiendo a criterios de diseño que tienen en cuenta la normativa aplicable en cada sistema, así como la legislación en materia de seguridad, higiene e impacto ambiental.

Los criterios de diseño que se han empleado básicamente son:

Condiciones sobre materiales.

Todos los materiales y accesorios serán de primera calidad, lo más homogéneos posible, de marcas reconocidas y de uso normalizado en la planta. Los equipos se diseñarán y construirán siguiendo códigos reconocidos internacionalmente y, en cualquier caso, cumplirán con las regulaciones específicas vigentes en España. Los elementos serán nuevos y dispondrán de certificados de calidad y homologación en nuestro país o en el de origen.

Redundancia.

Los componentes que se consideren críticos para el funcionamiento adecuado y seguro del sistema, y que por experiencia estén sujetos a probables fallos, deberán estar duplicados o dispuestos de tal forma que sea posible la operación a través de by-pass en forma manual.

Accesibilidad y mantenibilidad.

Salvo indicaciones contrarias, se entenderá que todos los equipos, válvulas, instrumentos, etc. que requieran (aunque sea de forma ocasional) intervenciones y/u operaciones de mantenimiento, serán accesibles por los operadores. En este sentido el diseño tendrá en cuenta las estructuras, plataformas y escaleras necesarias.

Aislamientos térmico y acústico.

La instalación se dotará del adecuado aislamiento acústico para garantizar que el nivel de ruido transmitido al exterior sea conforme con la normativa vigente.

Para el aislamiento térmico se seguirán los criterios económicos usuales, así como los de seguridad. En todo caso, cualquier parte visible y accesible no podrá tener una temperatura superior a 50 °C. El aislamiento se realizará con los materiales adecuados a cada aplicación y a las temperaturas de los mismos, debiendo cumplir con la legislación

vigente en esta materia. No se realizará ningún aislamiento con amianto o materiales que pudieran contener este elemento.

Vertidos y efluentes.

Se asegura el cumplimiento de los requisitos medioambientales.

Electricidad.

Todos los sistemas eléctricos en alta o baja tensión se diseñarán bajo un código reconocido, y en cualquier caso cumplimentarán los requisitos exigidos por los Reglamentos de Alta y Baja Tensión y demás normas del Ministerio de Industria y Energía del estado español.

Acabados.

Se dará un acabado a los equipos acorde con las condiciones ambientales y la estética general de la instalación, asegurando asimismo su debida protección contra corrosión, agresiones ambientales y posibles deterioros causados por operaciones usuales de mantenimiento.

Protección y Seguridad.

Las diversas partes de la central deberán ser seguras y quedar convenientemente protegidas ante las diversas situaciones en que puedan encontrarse por fallos de cada sistema o de los sistemas complementarios que puedan afectarles.

Por ello deberán disponer de sistemas de protección que permitan la operación de forma segura tanto para las personas como para los componentes de cada sistema.

Automatización.

La planta se diseñará para un funcionamiento básicamente automático y con el mínimo de operaciones manuales. Se tendrá en cuenta no obstante la supervisión reglamentaria.

4.2-CALIDAD DE LOS MATERIALES.

4.2.1-Materiales principales de turbina y reductor.

Rodete	X22CrMoV12.1/21CrMoV57
Eje rápido	56NiCrMoV7V
Eje salida generador	42CrMo4V
Carcasa turbina	CS-17CrMo55
Carcasa válvulas regulación	CS-17CrMo55
Toberas	X10Cr13
Conos e internos de válvulas de regulación	X20Cr13
Tanque aceite	St37-2
Tuberías de aceite	St35
Carcasa reductor	GG20
Cojinetes	V738/Ergón7912

Tabla 4.2.1

4.2.2-Materiales principales del generador de vapor.

Caldera:

Virola	EN 10028-2/1992
Fondos	EN 10028-2/1992
Haz tubular	EN10216-2/2002
Chapas y perfiles (partes sin presión)	EN 10025/93

Tabla 4.2.2.1

Economizador:

Haz tubular	EN 10216-2/2002
Chapas y perfiles (partes sin presión)	EN 10025/93

Tabla 4.2.2.2

4.3-NORMATIVA APLICADA.

4.3.1-Aparatos a Presión

- Real Decreto 1244/1979, de 4 de abril, por el que se aprueba el Reglamento de Aparatos a Presión. B.O.E. 29-5-1979.
- Real Decreto 1504/1990, de 23 de noviembre, por el que se modifican determinados artículos del Reglamento de Aparatos a Presión. B.O.E. 28-11-1990.
- ITC-MIE-AP1, Calderas, economizadores, precalentadores, sobrecalentadores y recalentadores. B.O.E. 13-4-1985.
- ITC-MIE-AP2, Tuberías para fluidos relativos a calderas. B.O.E. 4-11-1980.
- Directiva 97/23/CE del Parlamento Europeo de 29-05-1997.

4.3.2-Instalación eléctrica de alta tensión.

- Real Decreto 3275 / 1.982 de 12 de noviembre, sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en Centrales Eléctricas y Centros de Transformación (BOE-288, 1 de diciembre de 1982).
- Orden de 6 de julio de 1.987, por la que se aprueban las instrucciones técnicas complementarias (MIE-RAT) del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (BOE-182, 1 de agosto de 1984).
- Reglamento Electrotécnico de Alta Tensión.

4.3.3-Instalación eléctrica de baja tensión.

- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Norma NTE-IEB / 2971.
- Norma UNE 20322 de clasificación de zonas.

4.3.4-Condiciones de seguridad.

- Real Decreto 1627 / 1.997 de 24 de octubre por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales (B.O.E. 10-11-1995).
- Instrucción de 26 de febrero de 1996, para la aplicación de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, en la Administración del Estado (B.O.E. 8-3-1996).
- Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria (B.O.E. 22-7-1997).
- Real Decreto 2200/1995 de 28 de septiembre, por el que se aprueba el reglamento de la infraestructura para la calidad y la seguridad industriales (B.O.E. 6-2-1996).
- Real Decreto 1/1995 Estatuto de los Trabajadores de 24 de mayo, por el cual se aprueba el Texto Refundido de la Ley del Estatuto de los Trabajadores (B.O.E. 29-3-1995).
- Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el cual se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención (B.O.E. 31-1-1997).
- Orden de 9 de marzo de 1971, por la cual se aprueba la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo (B.O.E. 16-3-1971), derogada prácticamente en su totalidad, excepto el capítulo VI "Trabajos con electricidad".

4.4- NORMAS DE EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES.

Todas las normas de construcción e instalación del centro se ajustarán, en todo caso, a los planos, mediciones y calidades que se expresan, así como a las directrices que la Dirección Facultativa estime oportunas.

Además del cumplimiento de lo expuesto, las instalaciones se ajustarán a las normativas que le pudieran afectar.

El acopio de materiales se hará de forma que estos no sufran alteraciones durante su depósito en la obra, debiendo retirar y reemplazar todos los que hubieran sufrido alguna descomposición o defecto durante su estancia, manipulación o colocación en la obra. Condiciones generales de diseño.

4.5-PRUEBAS A REALIZAR.

Las pruebas a realizar por parte del vendedor de la turbina, antes de la puesta en marcha son las siguientes:

Control de la bancada o cimentación:

A realizar antes de la llegada de la turbina, en él se procederá a un control dimensional de la correcta ejecución de la bancada de hormigón ó metálica.

Control de las tuberías:

El control de las tuberías, tanto de vapor vivo, como de escape, así como de purga y drenaje, se realiza en dos fases:

- Verificación de los isométricos, planos de implantación de tuberías y cálculos. A realizar durante la fase de ingeniería.
- Verificación en campo, antes de iniciar la puesta en marcha, de la correcta colocación de tuberías, soportes y accesorios para las tuberías de vapor vivo, escape y purgas, previamente a la conexión por terceros de las tuberías a las bridas de turbina.

4.6-CALIDAD DE VAPOR.

La calidad del vapor que exige el fabricante de turbinas KKK para el funcionamiento de la misma, viene reflejada en la siguiente tabla:

Conductividad a 25 °C, medida en la muestra condensada después de la eliminación de CO ₂ .	≤ 0,2 μS/ cm en servicio continuo
Ácido silícico (SiO ₂)	< 0,02 mg/kg en servicio continuo
Hierro (total) (Fe)	< 0,02 mg/kg en servicio continuo
Sodio + Potasio (Na + K)	< 0,01 mg/kg en servicio continuo
Cobre (Cu)	<0,003 mg/kg en servicio continuo
Oxígeno (O ₂)	< 0,02 mg/kg en servicio continuo
Cloruro (Cl ⁻)	< 0,01 mg/kg en servicio continuo
Índice de hidrógeno [pH]	9,2 - 9,6 en servicio continuo

Tabla 4.6

Además la calidad de vapor tiene que ser absolutamente seca en cualquier circunstancia ($x=1$ en el diagrama h-s), es decir, por parte del instalador debe disponerse un separador de agua y una trampa de condensados (purgador) en la tubería de vapor vivo. También deben considerarse los servicios no estacionarios, por ejemplo los procesos de arranque de la caldera.

4.7-SOPLADO DE LA TUBERÍA DE VAPOR VIVO.

Finalidad:

El soplado se realiza para eliminar suciedad y partículas de la tubería de vapor vivo y de esta forma asegurar un funcionamiento seguro de la turbina, sin riesgo de impactos o desgastes prematuros en toberas y rodete.

Fundamento:

La limpieza por soplado se base en dos fenómenos:

- Choque térmico > 200 °C
- Arrastre de partículas e incrustaciones por expansión a alta velocidad del vapor contra la atmósfera.

Alcance del soplado:

Se soplará íntegramente la totalidad de la tubería de vapor vivo, desde la brida de caldera hasta la brida de turbina.

Excepción a lo anterior será si por las características del vapor o de la turbina se instala un separador ciclónico, el cual debe eliminarse para el soplado, e instalar en su lugar un carrete de tubería, el cual se construirá con material de la misma calidad que el resto de la tubería y por lo tanto adecuado a las condiciones del vapor.

Operaciones previas:

Previamente al soplado deberán realizarse las siguientes operaciones:

- Limpieza química de la tubería
- Limpieza química de caldera
- Desmontar separador ciclónico (si procede)
- Reforzar y verificar sujeción de la tubería (especialmente el escape) para soportar la fuerza de reacción del escape de vapor a la atmósfera.
- Preparación dispositivo de soporte de la placa testigo de impactos.
- Preparación tubería de escape al exterior de sala de turbinas. Si esta tubería no es material adecuado para las condiciones nominales del vapor, la placa testigo se instalará justo antes.

Ejecución del soplado:

El soplado se realizará siguiendo el proceso que a continuación se describe:

- a) Asegurarse que la tubería está lo suficientemente fría para tener un salto térmico superior a 200 °C en toda su longitud.
- b) Abrir válvula manual de vapor situada junto a la salida de caldera (aguas arriba).
- c) Ajustar esta válvula a un caudal entre el 80% y el 90% del nominal.
- d) Mantener por lo menos esta válvula abierta entre 5 y 10 minutos que es la duración recomendada de cada soplado.

La presión, temperatura y caudal de vapor vivo a la salida de la caldera serán próximos a los valores nominales y lo suficientemente elevados para asegurar en el extremo de la tubería a soplar más alejado de la caldera (brida de conexión con la turbina de vapor) un incremento de temperatura de 200 °C con respecto a la que tenía la tubería antes de soplar.

Si se utiliza una válvula de sacrificio en el extremo de la tubería a soplar es imprescindible que la tubería no se presurice. Así pues, aguas arriba (a la salida de

caldera), se limitará el caudal a un 80 - 90% del nominal (mediante placa orificio o válvula) y la válvula de sacrificio se abrirá totalmente y será capaz de permitir el paso de un caudal de por lo menos el 120% del nominal. Sin este sistema, el soplado con válvula de sacrificio no es válido.

Aceptación de una tubería soplada:

Una tubería se considerará limpia cuando se produzcan dos soplados, en los cuales la placa testigo esté limpia, esto es:

- No deben aparecer impactos
- No debe aparecer la placa testigo áspera (con aspecto de lija)
- No debe haber cambios de color notables de la placa testigo.
- Las placas testigo serán preferentemente de aluminio pulido o alternativamente de cobre pulido.
- El último soplado se realizará en presencia del técnico de PEM de KKK/PASCH.

5-PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN Y ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA.

5.1-PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN.

La relación del presupuesto aquí mostrado es en base a los precios que ofertan proveedores habituales de la empresa Elecnor, con la cual colaboré en la realización del presente proyecto. Asimismo para obtener el presupuesto de determinados componentes como los del sistema de control, se utiliza la base de datos disponible en la empresa antes nombrada.

5.1.1-Presupuesto de obra civil.

La obra civil, correspondiente a los materiales y mano de obra empleados para la preparación del terreno, cimentaciones, estructuras, forjados, cerramientos y cubiertas de la nueva instalación, asciende a un total de **67.218,17 €**.

5.1.2-Presupuesto de los equipos principales.

Equipos principales	Cantidad	Precio unitario (€)	Precio (€)
Unidad turbina de vapor, de características y alcance expuestos en el documento (se incluye el condensador).	1	757.590,99	757.590,99
Unidad sistema desgasificador (incluye bombas centrífugas para alimentación de agua a caldera).	1	66.068,93	66.068,93
Unidad caldera de recuperación de gases, de características y alcance expuestos en el documento.	1	300.370,15	300.370,15
Unidad torre de refrigeración, de características y alcance expuestos en el documento.	1	30.312,13	30.312,13
Colectores de gases de salida de motores (incluyendo válvulas de control).	1	437.711,26	437.711,26
Unidad de sistema de tratamiento de agua, de características y alcance expuestos en el documento.	1	37.013,40	37.013,40
TOTAL EQUIPOS PRINCIPALES			1.629.066,87

**INSTALACIÓN PARA EL APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LOS GASES DE
ESCAPE DE 11 MOTORES DE BIOGÁS.**

5.1.3-Presupuesto de sistemas mecánicos.

Sistemas mecánicos	Cantidad	Precio unitario (€)	Precio (€)
Sistema de ventilación forzada en la nueva sala de generación eléctrica.	1	3.793,87	3.793,87
Bombas centrífugas para el sistema de refrigeración.	2	2.043,14	4.086,28
Bomba del sistema de tratamiento de agua.	1	555,20	555,20
Red de tuberías (y valvulería) para el circuito de vapor.	1	277,60	277,60
Red de tuberías (y valvulería) para el circuito de refrigeración de la turbina.	1	277,60	277,60
Red de tuberías (y valvulería) para el Circuito de agua tratada a caldera.	1	462,67	462,67
Red de abastecimiento de agua para el de tratamiento, incluyendo accesorios.	1	925,34	925,34
Red de tuberías en varios diámetros para el interior del edificio, incluyendo accesorios.	1	80.000,00	80.000,00
TOTAL SISTEMAS MECÁNICOS			90.378,56

**INSTALACIÓN PARA EL APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LOS GASES DE
ESCAPE DE 11 MOTORES DE BIOGÁS.**

5.1.4-Presupuesto del sistema eléctrico.

Sistema eléctrico	Cantidad	Precio unitario (€)	Precio (€)
Metro de línea de alimentación de potencia desde turbogrupa a bornas del transformador. Cable RZ1 0,6/1kV 12x1x240 mm ² .	20	177,66	3.553,20
Metro de canalización en bandeja perforada de PVC con tapa de 600x100 mm, incluyendo soportes a pared y techo y piezas de unión.	20	58,07	1.161,48
Edificio prefabricado de hormigón marca Ormazabal de 3,28 m de longitud, 2,38 m de anchura y 2,78 m de altura.	1	17.637,81	17.637,81
Contenido en su interior:			
Celda de remonte marca Ormazabal modelo CGM24-CMR.			
Celda de protección marca Ormazabal modelo CGM24-CMP-V de aislamiento íntegro en SF ₆ , V _n =24kV, I _n =400A con seccionador, interruptor automático, relé de protección tipo RPGM, y seccionador de puesta a tierra.			
Puentes de media tensión de interconexión formados por cable de aislamiento seco 12/20 kV con bornas enchufables y atornillables.			
Red de tierras para conectar a picas.			
Instalación eléctrica interior de fuerza y alumbrado			
Excavación de foso para alojar el edificio prefabricado de hormigón.	1	254,47	254,47
Transformador a instalar en el edificio prefabricado.	1	10.717,23	10.717,23
Equipo de sondas de temperatura y convertidor electrónico para protección térmica de transformador.	1	619,97	619,97
Elementos de seguridad del centro de transformación formados por banqueta aislante, extintor, guantes de maniobra, etc.	1	343,30	343,30
Tierras exteriores incluyendo 6 picas de 3m, cable de cobre desnudo aislado de 0,6/1kV y elementos de conexión.	1	573,71	573,71
Metro de Línea de media tensión desde celda de Protección hasta celda de acoplamiento en Sala de Generación actual. Cables de aislamiento seco 12/20 kV de polietileno reticulado XLPE y conductor de aluminio de sección 1x95 mm ²	160	19,43	3.109,13
Conjunto de terminales enchufables para conexión de los cables de media tensión a celdas.	2	183,22	366,44

**INSTALACIÓN PARA EL APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LOS GASES DE
ESCAPE DE 11 MOTORES DE BIOGÁS.**

Metro de Canalización entubada en zanja de tres tubos flexibles de PVC reforzados, cada uno de ellos de 100 mm (uno para media tensión, otro para baja, y otro para líneas de control y señal).	90	97,16	8.744,42
Arqueta de registro para canalización subterránea dotada de marco y tapa.	2	183,22	366,44
Metro de canalización en bandeja perforada de PVC de 600x100 mm incluyendo soportes a pared y techo.	50	58,07	2.903,70
Celda de interruptor automático, marca Ormazabal, modelo CGM24-CMP-V de aislamiento íntegro en SF6, Vn=24 kV, In=630 A, con seccionador, interruptor automático motorizado y seccionador de puesta a tierra.	1	18.787,08	18.787,08
Cuadro de servicios auxiliares.	1	12.094,13	12.094,13
Metro de Línea de alimentación al cuadro de servicios auxiliares. Formada por conductores de cobre en cable unipolar tipo RZ1-K 0,6/1 kV de sección 1x70 mm ²	90	19,80	1.782,20
Metro de canalización en bandeja perforada de PVC con tapa, incluidos soportes a pared y techo, para tendido de cables de alimentación a cuadros de servicios auxiliares.	80	34,70	2776,01
Metro de canalización en bandeja perforada de PVC con tapa, incluidos soportes a pared y techo, para tendido de cables de control y señal desde cada elemento hasta el cuadro de control en sala de generación.	25	54,82	1.370,42
Equipo para alimentación de corriente ininterrumpida al cuadro de control de turbina.	1	1.388,00	1.388,00
TOTAL SISTEMAS ELÉCTRICOS			88.616,75

**INSTALACIÓN PARA EL APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LOS GASES DE
ESCAPE DE 11 MOTORES DE BIOGÁS.**

5.1.5-Presupuesto sistema de control.

Sistema de control	Cantidad	Precio unitaria (€)	Precio (€)
Unidad de ordenador sobremesa de última Generación equipado con modem para comunicaciones y monitor de 15”.	1	740,27	740,27
Mobilario oficina.	1	462,67	462,67
Instalación eléctrica	1	37.013,40	37.013,40
Integración sistema control existente.	1	16.656,03	16.656,03
TOTAL SISTEMA DE CONTROL			54.872,37

5.1.6-Presupuesto total.

<i>TOTAL OBRA CIVIL</i>	67.218,17
<i>TOTAL EQUIPOS PRINCIPALES</i>	1.629.066,87
<i>TOTAL SISTEMAS MECÁNICOS</i>	90.378,56
<i>TOTAL SISTEMAS ELÉCTRICOS</i>	88.616,75
<i>TOTAL SISTEMA DE CONTROL</i>	54.872,37
TOTAL GENERAL	1.930.152,72 €

5.2-ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA INSTALACIÓN.

Antes de nada, indicar que los cálculos de rentabilidad económica que aquí expongo, están relacionados con la nueva planta generadora de ciclo de cola de la que trata este proyecto. La planta generadora de motores de biogás, de la que se aprovechan los gases residuales para la nueva instalación, queda fuera de dichos cálculos.

Dicho lo cual, de lo que se trata en este apartado es de estudiar cuánto de rentable económicamente será la instalación generadora de electricidad de mi proyecto. Para ello me ayudaré de diversos indicadores, como son el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el PAY BACK o periodo de retorno.

Para la obtención y evaluación de estos parámetros vamos a identificar primero los ítems de inversión:

- Coste del proyecto de la instalación.
- Coste de consumo de energía
- Costes operativos y de mantenimiento de la planta.
- Cálculo de la retribución de la energía producida.
- Estudio de la inversión.
- Estudio de la viabilidad económica.

5.2.1-Coste del proyecto de la instalación.

El coste del proyecto es el calculado en el presupuesto que se expone en el apartado anterior (5.1). Dicho presupuesto asciende a 1.930.152,72 €.

5.2.2-Coste de consumo de energía.

Se refiere al coste derivado del consumo de combustible y del consumo de electricidad de los diferentes equipos de la nueva planta generadora de electricidad.

- Consumo de combustible:

El coste en combustible de la nueva instalación será de 0 €, puesto que la energía térmica utilizada para alimentar la caldera de recuperación es el calor residual de los gases de escape de la planta de generación de los motores de biogás, planta generadora ya existente y que por tanto es ajena a los cálculos de rentabilidad económica de la instalación del presente proyecto.

- Consumo de electricidad:

El coste que a continuación se expone, tiene en cuenta el consumo eléctrico que necesitan determinados equipos de la instalación:

EQUIPO	POTENCIA (kW)
Bomba de alimentación de caldera.	11
Mando y potencia de motores y bombas auxiliares del turbogenerador.	21,5
Bomba de condensados.	6,5
Torre de refrigeración del circuito de enfriamiento del condensador.	15
Bomba de recirculación del agua del circuito de enfriamiento del condensador.	22
<i>Total potencia a consumir</i>	76

Según información del cliente, la planta existente de motogeneradores de biogás abona la cantidad de 13,1577 €/kW al mes.

Por tanto suponemos el mismo coste para el consumo de la nueva instalación. Calculamos así el coste por consumo de energía que habrá:

$$\text{Coste consumo de energía} = 76 \text{ kW} \times 13,1577 \frac{\text{€}}{\text{kWmes}} \times 12 \text{ meses} = 12.000,0 \text{ €}$$

5.2.3-Coste operativos y de mantenimiento de la planta.

El coste de operación y mantenimiento se va a estimar como función de la energía producida durante el proceso:

$$\text{Coste Op. y M.} = 9 \text{ €/MWh}$$

Se estima que la nueva planta estará funcionando 8.000 horas al año, por tanto:

$$\text{Coste Op. y M.} = 9 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \times 1,019 \text{ MW} \times 8.000 \text{ h} = 73.368 \text{ €}$$

5.2.4-Retribución por la energía eléctrica producida.

La energía que producirá la instalación de la que trata el presente proyecto será energía eléctrica, 1.019 kWe, que se exportará a la red.

Para la retribución de la venta de la energía eléctrica exportada a la red, en régimen especial, se podía elegir una de estas dos opciones:

- Tarifa regulada:

La componente principal del precio es fija y se denomina tarifa base (Ptr), a la que se le pueden aplicar una serie de complementos.

- Mercado de energía eléctrica, incrementado por prima:

El precio va siguiendo el precio de la electricidad hora a hora en el mercado, incrementando en una determinada prima y una serie de complementos. La retribución principal, es en este caso, la suma del precio del mercado horario diario (PMD) más una prima (P).

En la actualidad, desde enero de 2012, el gobierno ha suprimido la asignación de tarifa base regulada, así como el incentivo mediante primas para la generación en régimen especial.

Debido a ello, haremos un estudio del análisis de la rentabilidad económica, realizando una comparativa según la retribución de la energía producida, desde tres marcos diferentes:

1. Con una retribución mediante la tarifa base regulada existente antes de enero de 2012.
2. Con una retribución según el precio medio de mercado de venta eléctrica en cogeneración para el año 2012.
3. Estudio y cálculo del precio medio de mercado **mínimo**, suficiente como para que el proyecto siga siendo viable económicamente.

Dicho lo cual, en los siguientes apartados se hará un estudio de la viabilidad económica del proyecto para cada punto de los expuestos en el párrafo anterior.

5.2.5-Estudio de la inversión.

5.2.5.1-Estudio de la inversión considerando una retribución por venta de electricidad correspondiente a la tarifa base regulada vigente hasta enero de 2012.

Ptr es la tarifa base. En el caso de nuestra instalación, al pertenecer al grupo de generación en cogeneración (grupo a.1.3) y al subgrupo dentro de las cogeneraciones que emplea energía térmica residual procedente del biogás como combustible del proceso primario (subgrupo b.7.2), dicha tarifa regulada sería de 9,9598 c€/kWh.

Como nuestra planta genera 1.019 kW y suponemos una utilización de 8.000 horas al año,

$$\mathbf{Ptr} = 0,099598 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \times 1.019 \text{ kW} \times 8.000 \text{ h} = 811.922,90 \text{ €}$$

Balance y la rentabilidad que implicaría el proyecto con una retribución correspondiente a dicha tarifa:

- Balance:

Beneficio anual = Ingresos – Coste (Consumo potencia eléctrica)

$$\text{Beneficio anual} = 811.922,90 \text{ €} - 12.000,0 \text{ €} = 799.922,9 \text{ €}$$

Beneficio total = Beneficio anual – Costes (Combustible; Op.y M.)

$$\mathbf{Beneficio\ total} = 799.922,9 \text{ €} - 73.368 \text{ €} = \mathbf{726.554,9 \text{ €}}$$

- Rentabilidad:

El proyecto será rentable si el valor de los rendimientos económicos es mayor al de los recursos que utiliza. El tiempo mínimo de funcionamiento de la instalación se estima en 12 años.

$$\mathbf{Rentabilidad\ inversión} = \frac{\text{Beneficio total}}{\text{Inversión anual}} = \frac{726.554,9 \text{ €}}{1.930.152,72 \text{ €} / 12} = 4,51$$

La rentabilidad de la inversión, en este caso, sería de 4,51.

5.2.5.2-Estudio de la inversión considerando una retribución por venta de electricidad a precio de mercado.

A la vista del panorama actual de venta de energía de energía, y con la desaparición temporal de los incentivos y primas por la producción en régimen especial, como es el caso de la planta generadora que trata el presente proyecto, se ha de estudiar la venta a precio de mercado.

El precio medio de liquidación de mercado que se estima en el año 2012, según el Boletín de Estadísticas de Régimen especial de la CNE, para la venta de energía eléctrica mediante cogeneración es de 0,04939 €/kWh.

Por tanto la retribución anual que se obtendrá con este precio de mercado (PDM) será:

$$\text{PMD} = 0,04939 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \times 1.019 \text{ kW} \times 8.000 \text{ h} = 402.627,28 \text{ €}$$

Balance y la rentabilidad que implicaría el proyecto con una retribución correspondiente a dicha tarifa:

- Balance:

Beneficio anual = Ingresos – Coste (Consumo potencia eléctrica)

$$\text{Beneficio anual} = 402.627,28 \text{ €} - 12.000,0 \text{ €} = 390.627,28 \text{ €}$$

Beneficio total = Beneficio anual – Costes (Combustible; Op.y M.)

$$\text{Beneficio total} = 390.627,28 \text{ €} - 73.368 \text{ €} = \mathbf{317.259,28 \text{ €}}$$

- Rentabilidad:

El proyecto será rentable si el valor de los rendimientos económicos es mayor al de los recursos que utiliza. El tiempo mínimo de funcionamiento de la instalación se estima en 12 años.

$$\text{Rentabilidad inversión} = \frac{\text{Beneficio total}}{\text{Inversión anual}} = \frac{317.259,28 \text{ €}}{1.930.152,72 \text{ €} / 12} = 1,97$$

La rentabilidad de la inversión, en este caso, sería de 1,97.

Como se observa, el resultado de la *rentabilidad de la inversión* en este nuevo marco sin la existencia de tarifas base reguladas ni de primas para generación en régimen especial, sale muy por debajo del 4,51 anterior, pero continuaría estando en el marco de retribución actual por encima de uno (en 1,97).

5.2.6-Estudio de la viabilidad económica.

Como se anotó anteriormente, el estudio de la viabilidad económica se realiza mediante la obtención de los parámetros PAY-BACK, VAN y TIR.

5.2.6.1-Estudio de la viabilidad económica considerando una retribución por venta de electricidad correspondiente a la tarifa base regulada vigente hasta enero de 2012.

- PAY-BACK:

$$PB = \frac{\text{Inversión}}{\text{Beneficio anual} - \text{Coste anual}} = \frac{1.930.152,72 \text{ €}}{726.554,9 \text{ €}} = 2,65 \text{ años}$$

Es decir, que el periodo de recuperación de la inversión, considerando la tarifa que existía antes de enero de 2012, sería de algo más de dos años y medio de funcionamiento de la instalación, suponiendo que la estimación a priori de 8.000 horas de funcionamiento al año se cumpliera.

- VAN (Valor Neto Actual):

El VAN permite calcular el valor actual de un determinado número de flujos futuros de caja futuros. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$VAN = -I_0 + \frac{Q_1}{1+k_1} + \frac{Q_2}{(1+k_2)^2} + \dots + \frac{Q_n}{(1+k_n)^n}$$

Donde:

I_0 : Es la inversión inicial.

Q_n : Representan los flujos de caja en cada periodo.

K_n : Es el tipo de interés.

n : Representa el número de periodo considerado.

La interpretación del VAN se basa en que si éste sale positivo el proyecto es de viable realización, y si el VAN tiene valor negativo el proyecto debería rechazarse.

$$\text{VAN} = -1.930.152,72 + \frac{726.554,9}{1+0,07} + \frac{726.554,9}{(1+0,07)^2} + \dots + \frac{726.554,9}{(1+0,07)^{10}} = 3.172.864,8 \text{ €}$$

En este caso el VAN, considerando un tipo de interés del 7%, da un resultado positivo, 3.172.864,6 €, por lo que el proyecto debe realizarse.

- TIR (Tasa Interna de Rentabilidad):

Es la tasa de descuento que hace el VAN de una inversión sea cero.

Este método considera que la realización de un proyecto es aconsejable si la TIR resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor.

En nuestro caso la tasa exigida es del 7% y la TIR resultante de que el VAN sea igual a cero es mayor a ese 7 %. Por tanto el proyecto sería rentable en esta situación.

Observando los resultados de PAY-BACK, VAN y TIR se puede concluir en que el proyecto es muy rentable económicamente, dentro de este marco de estudio.

5.2.6.2-Estudio de la viabilidad económica considerando una retribución por venta de electricidad a precio de mercado.

- PAY-BACK:

$$\text{PB} = \frac{\text{Inversión}}{\text{Beneficio anual} - \text{Coste anual}} = \frac{1.930.152,72 \text{ €}}{317.259,28 \text{ €}} = 6,08 \text{ años}$$

Es decir, que el periodo de recuperación de la inversión, considerando la venta de electricidad a un precio de mercado de 0,04939 €/kWh de media (según datos del Boletín de Estadísticas de Régimen especial de la CNE), sería de prácticamente seis años de funcionamiento de la instalación, suponiendo que la estimación a priori de 8.000 horas de funcionamiento al año se cumpliera.

- VAN (Valor Neto Actual):

El VAN permite calcular el valor actual de un determinado número de flujos de caja futuros. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$VAN = -I_0 + \frac{Q_1}{1+k_1} + \frac{Q_2}{(1+k_2)^2} + \dots + \frac{Q_n}{(1+k_n)^n}$$

La interpretación del VAN, como ya dije anteriormente, se basa en que si éste sale positivo el proyecto es de viable realización, y si el VAN tiene valor negativo el proyecto debería rechazarse.

$$VAN = -1.930.152,72 + \frac{317.259,28}{1+0,07} + \frac{317.259,28}{(1+0,07)^2} + \dots + \frac{317.259,28}{(1+0,07)^{10}} = 298.143,7 \text{ €}$$

En este caso el VAN calculado a diez años, considerando un tipo de interés del 7%, da un resultado positivo. Por consiguiente, el proyecto también sería rentable con la venta de energía a precio de mercado, aunque claro está, no tan holgadamente como con la retribución mediante la tarifa base regulada existente antes de enero de 2012.

- TIR (Tasa Interna de Rentabilidad):

Es la tasa de descuento que hace el VAN de una inversión sea cero.

Este método considera que la realización de un proyecto es aconsejable si la TIR resultante es igual o superior a la tasa exigida al inversor.

En nuestro caso la tasa exigida es del 7% y la TIR resultante de que el VAN sea igual a cero sería mayor de ese 7%. Por tanto el proyecto, como ya se ha comentado, seguiría siendo rentable en esta situación, puesto que con una tasa del 7% el VAN era mayor que cero.

Observando los resultados de PAY-BACK, VAN y TIR en este caso, el proyecto seguiría teniendo una rentabilidad económica aceptable.

5.2.6.3-Estudio de la viabilidad económica. Cálculo del precio medio mínimo de venta del kWh en la planta, que hace que el proyecto siga siendo viable económicamente.

Por tanto en este apartado se estudiará primeramente el cálculo del VAN. Como ya he comentado anteriormente un VAN mayor que cero nos indica que el proyecto puede llevarse a cabo económicamente hablando. Si por el contrario el resultado de dicho VAN fuera negativa, habría que plantearse la ejecución del proyecto. Así pues si la fórmula del VAN la igualo a cero, despejando obtendría el valor mínimo de los flujos de caja que hace que el proyecto siga siendo viable, y por consiguiente nos permitiría tener una noción del precio de venta de electricidad mínimo, que podría que podría soporte la planta nueva de generación.

- VAN (Valor Neto Actual):

$$\text{VAN} = -1.930.152,72 + \frac{X}{1+0,07} + \frac{X}{(1+0,07)^2} + \dots + \frac{X}{(1+0,07)^{10}} = 0 \text{ €}$$

Aquí la “X” es el flujo de caja de la planta generadora en cada año hasta el décimo año de funcionamiento.

Este flujo de caja, será en cada año igual a la diferencia entre los ingresos por venta de energía y los costes totales en cada año. Suponemos que este flujo de caja no variará mucho de un año a otro en los primeros diez años de funcionamiento, por tanto el valor de “X” será:

$$X = (1.930.152,72) / \left[\frac{1}{(1+0,07)^1} + \frac{1}{(1+0,07)^2} + \dots + \frac{1}{(1+0,07)^{10}} \right] = 274.810,32 \text{ €}$$

Para que nos salga un VAN positivo, con un tipo de interés del 7 %, tendríamos que tener unos ingresos anuales por encima del siguiente valor:

$$274.810,32 \text{ €} + \text{Costes totales} = 274.810,32 \text{ €} + 85.368 \text{ €} = 360.178,32 \text{ €}$$

Así pues, los ingresos totales al año de la planta tendrían que estar por encima de los 360.178,32 €.

El precio de venta del kWh, para obtener los ingresos que se acaban de calcular sería:

$$360.178,32 \text{ €} = \text{PMD} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \times 1.019 \text{ kW} \times 8.000 \text{ h} \Rightarrow$$

$$\text{PMD} = 0,04418 \frac{\text{€}}{\text{kWh}};$$

así pues si se vendiera la energía eléctrica obtenida en la nueva planta a un precio de 4,42 c€/kWh, el proyecto seguiría considerándose rentable.

A continuación se calcula el PAY-BACK, considerando la venta a los 4,42 c€/kWh.

- PAY-BACK:

Como se halló anteriormente, los ingresos que, como mínimo, habría que obtener por venta de electricidad para que el proyecto siga siendo viable económicamente ascendían a 360.178,32 €

$$PB = \frac{\text{Inversión}}{\text{Beneficio anual} - \text{Coste anual}} = \frac{1.930.152,72 \text{ €}}{274.810,32 \text{ €}} = 7,02 \text{ años}$$

- TIR (Tasa Interna de Rentabilidad):

En este apartado se va a calcular el tipo de interés que haría que el VAN fuera cero (esto es el TIR), considerando que vendemos la energía eléctrica generada al precio medio de mercado al que lo vienen haciendo las plantas de cogeneración en 2012, según datos del Boletín de Estadísticas de Régimen especial de la CNE:

Dicho precio era de 0,04939 €/kWh.

$$\begin{aligned} \text{Ingresos} &= \text{PDM} \times \text{Potencia} \times \text{horas}_{\text{funcionamiento}} \rightarrow \\ \rightarrow \text{Ingresos} &= 0,04939 \times 1.019 \times 8.000 = 402.627,28 \end{aligned}$$

$$\text{Flujos de caja de cada año} = \text{Ingresos} - \text{Costes} = 402.627,28 - 85.368 = 317.259,28$$

$$VAN = -1.930.152,72 + \frac{317.259,28}{1+TIR} + \frac{317.259,28}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{317.259,28}{(1+TIR)^{10}} = 0 \text{ €} \rightarrow$$

$$\rightarrow TIR = 10 \%$$

Por tanto, se podría concluir que aún con un tipo de interés tan alto como es un 10 %, la planta generadora del proyecto seguiría siendo rentable si la venta de electricidad por kWh es a 0,04939 €.

6-CONCLUSIONES

- La conclusión principal de este Proyecto Fin de Carrera puede nombrarse como la consecución de los objetivos previstos, que consistían en el estudio y selección de la instrumentación necesaria con la que poder dar solución al problema de la falta de aprovechamiento energético que suponía evacuar directamente a la atmósfera los gases calientes de escape de la planta de los motogeneradores de biogás.

- Además, cabe destacar, que la instalación del ciclo de cola que se propone en este Proyecto, no solo supone la recuperación de la energía calórica de los gases sino que además la contribución a la disminución de impacto ambiental es notable. Estamos hablando de que los gases de escape de los motores de biogás se evacuaban a la atmósfera con una temperatura media de 485 °C, mientras que con la nueva instalación, dichos gases saldrán del economizador a la atmósfera a una temperatura media de 170 °C.

- Otro punto a señalar a modo de conclusión son los resultados del estudio de la rentabilidad y viabilidad económica del proyecto. Se enfocó dicho estudio, como se puede observar en el apartado correspondiente, desde tres marcos distintos:

Un primero, desde la situación anterior a enero de 2012 donde existía una retribución por venta de energía eléctrica en régimen especial con un incentivo estatal mediante una tarifa base regulada o mediante una prima añadida al precio de mercado. En este caso la planta generadora se prevería muy rentable económicamente.

Un segundo marco, en el que ya no existen esos incentivos. Desde enero de 2012, la generación en régimen especial tiene que vender la energía eléctrica a precio de mercado, lo que supone en base a los resultados obtenidos, que la inversión de la nueva planta de cogeneración ya no es tan rentable económicamente como en el marco anterior, pero sigue gozando de una rentabilidad más que aceptable.

Y por último, se estudia hasta qué precio, como mínimo, podría venderse en mercado la energía eléctrica producida en la nueva planta generadora del proyecto sin que se considerara económicamente inviable.

- He de decir también, que la realización de este proyecto, me ha servido para renovar y ahondar en conocimientos sobre el mundo de la generación eléctrica, más concretamente en cogeneración.

Así como recordar y ampliar conceptos termodinámicos imprescindibles para conocer el funcionamiento de centrales de generación de electricidad, tales como saber qué es lo que está sucediendo en un ciclo Rankine, en cada uno de sus elementos, para que al final se pueda generar electricidad utilizando energía térmica proveniente de una determinada fuente de calor.

- Por último, señalar que la realización del presente proyecto me ha aportado agilidad en el trabajo de búsqueda de información y elección entre distintas opciones (características, precios, etc.), en este caso de los equipos necesarios para llevar a cabo la instalación de aprovechamiento energético mediante el ciclo de cola.

7-PLANOS.

8-BIBLIOGRAFÍA.

- [1] GARCÍA GARRIDO S., FRAILE CHICO D.
“Diseño, operación y mantenimiento de plantas de cogeneración”

- [2] SÁNCHEZ TEMBLEQUE L.J.
“La cogeneración y la sostenibilidad ecológica”

- [3] BRAGE TUÑÓN I.
“Utilización del biogás en una instalación de cogeneración”

- [4] MENÉNDEZ E.
“Cogeneración. Componente del sistema eléctrico”

- [5] GARCÍA TRASANCOS J.
“Instalaciones eléctricas en media y baja tensión”

- [6] Apuntes de la asignatura “Termodinámica Técnica”

- [7] Apuntes de la asignatura “Centrales Eléctricas I”

- [8] Apuntes de la asignatura “Instalaciones Eléctricas II”

- [9] Apuntes de la asignatura “Centrales Eléctricas II”

- [10] Tablas de propiedades termodinámicas del agua.

- [11] Apuntes de la asignatura “Análisis de estados financieros y de costes”

